



Aalto-yliopisto
Insinöörیتieteiden
korkeakoulu

Heikki Hynynen

Menolämpötilan alentaminen kaukolämpöverkon kehitystyössä

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten.

Espoossa 30.04.2018

Valvoja: Professori Risto Lahdelma

Ohjaaja: Diplomi-insinööri Jarno Virtanen

Tekijä Heikki Hynynen

Työn nimi Menolämpötilan alentaminen kaukolämpöverkon kehitystyössä

Koulutusohjelma Master's Programme in Energy Technology

Pää-/sivuaine Energy Technology

Koodi ENG21

Työn valvoja Professori Risto Lahdelma

Työn ohjaaja DI Jarno Virtanen

Päivämäärä 30.04.2018

Sivumäärä 66 + 10

Kieli Suomi

Tiivistelmä

Kaukolämpöverkoissa käytettyjen lämpötilatasojen on havaittu laskevan pitkällä aikavälillä. Automatisoidut mittaukset sekä tiedonsiirtotekniikan hyödyntämisen lisääntyminen ovat mahdollistaneet kaukolämpöverkkojen menolämpötilan säätämisen todellista tarvetta vastaavalle tasolle. Lämmitysjärjestelmien kehittyessä kaukolämpöverkolta vaadittavaa menolämpötilaa voidaan alentaa nykyisen suuntauksen mukaan kohti älykkäitä neljännen sukupolven kaukolämpöverkkoja, joissa matalat lämpötilatasot mahdollistavat kaksisuuntaisen asiakkuuden ja ylijäämälämpöjen hyödyntämisen lämpöpumppujen avulla.

Tässä diplomityössä selvitettiin mahdollisuutta alentaa Mäntsälässä sijaitsevan aluelämpöverkon lämpötilatasoja matalalämpöverkon tasolle ja hyödyntää kaksisuuntaista kaukolämpökauppaa fossiilisen lämmöntuotannon korvaajana. Työssä laskettiin erilaisilla alennetuilla lämpötilatasoilla saatavia lämpöhäviövähennyksiä sekä vaihtoehtoisia lämmöntuotannon kustannuksia. Kaukolämpöverkon toimintaa simuloitiin verkostomallinnuksen avulla menolämpötilan alarajojen löytämiseksi. Simuloinnin tueksi ja tulosten todentamiseksi kuuteen verkon asiakaslaitteeseen asennettiin tuntikohtaisia arvoja tallentavat mittalaitteen, joiden antamaa dataa kyettiin vertaamaan simuloinnin antamiin tuloksiin.

Simulointimalli osoitti, että aluelämpöverkossa on ylläpidetty tarpeettoman korkeita lämpötiloja erityisesti lämmityskaudella, mutta erittäin matalan lämpötiheyden vuoksi alueverkon menolämpötilaa ei kyetä laskemaan matalalämpöverkoksi luettavalle, alle 70 °C tasolle. Alimmillaan menolämpötila voisi laskea 75°C lämpötilaan. Saatujen tulosten perusteella pelkillä käyttötoimenpiteillä keskimääräistä menolämpötilaa kyettäisiin alentamaan noin 9 °C. Jo 5 °C menolämpötilan alentamisella tarkastellun verkon lämpöhäviöt pienenisivät noin 9 %. Tarkastelussa havaittiin, että suurin potentiaali lämpötilahäviöiden pienentämiseksi kyseisessä verkossa syntyy turhia kaukolämpöveden kierrätyksiä poistamalla. Kyseiset kierrätykset nostavat paluuveden lämpötilan lähelle verkon menolämpötilaa kasvattaen häviöitä merkittävästi. Jos verkon keskimääräiset meno- ja paluulämpötilat saataisiin laskettua kierrätykset poistamalla 75 °C ja 40 °C lämpötiloihin, verkon lämpöhäviöt pienenisivät 22,5 %.

Verkon lämpötilan laskeminen lähelle asiakaslaitteiden mitoitustilalämpötiloja vaatii asiakasmitausten hyödyntämistä laskuttamisen lisäksi myös verkon lämpötilan ohjaamisessa, sillä lämpötilan alentaminen ei saa heikentää asiakkaiden lämmityslaitteiden toimintaa, mikä heijastuisi asiakkaan kokemaan asumismukavuuteen.

Avainsanat matalalämpöverkko, kaksisuuntainen kaukolämpö, optimointi, kaukolämpölaskenta

Author Heikki Hynnen

Title of thesis Flow temperature reduction in the development of a district heating network

Degree programme Master's Programme in Energy Technology

Major/minor Energy Technology**Code** ENG21

Thesis supervisor Professor Risto Lahdelma

Thesis advisor Jarno Virtanen, M.Sc. (Technology)

Date 30.04.2018**Number of pages** 66 + 10**Language** Finnish

Abstract

Temperature levels of district heating networks have been decreasing over the long term. Automated measurements and increased information technology have it possible to adjust the flow temperature of a district heating network to a level that corresponds to the real need. As heating systems evolve the flow temperature required of the district heating network can be reduced towards low temperature fourth generation district heating. An intelligent 4GDH network would allow customers to sell their surplus heat to the network.

This master's thesis explored the possibility to lower temperature levels of a small district heating network in Mäntsälä to the levels of a low temperature network and utilizing bidirectional heat trading as a substitute for a fossil fuel heat generation. The work involved calculating heat loss reductions at various temperature levels and different cost of alternative heat production methods. The operation of district heating network was simulated with a network modelling software to find the lower level of the flow temperature. In order to verify the simulation results data loggers were installed to six customer substations to give hourly metering from different points of the network.

The simulation model showed that unnecessarily high temperatures have been maintained in the district heating network especially during heating season. Due to remarkably low thermal density the flow temperature of the network cannot be lowered below 75 °C as a low temperature networks are considered to have temperature levels below 70 °C. The obtained results show that the average flow temperature could be lowered by 9 °C. With a 5 °C reduction of the average flow temperature the heat losses would reduce by 9 %. It was found that the greatest potential of for reducing heat losses is to eliminate unnecessary by-passes that increase the return water temperature close to flow temperature increasing the losses significantly. If the average flow and return temperatures could be lowered to 75 °C and 40 °C respectively by removing the by-passes the thermal losses would decrease by 22,5 %.

Lowering the temperature near the operation points of customer substation requires constant metering and automated network temperature control since lowering the network temperature should not impair the customer's sense of comfort.

Keywords Low Temperature District Heating, Prosumer, Optimization, District Heating Calculation

Alkusanat

Tämän diplomityö tehtiin Nivos Energialle kaukolämpöverkkojen kehitysprojektin osana kevään 2018 aikana. Kiitän kaikkia työkavereitani Nivoksella, erityisesti diplomityön ohjaajaa Jarno Virtasta sekä esimiestäni Pasi Frimania ja verkkojohtaja Timo Korpelaista hyvästä myötävaikuttamisesta varsinkin diplomityöpalavereissamme, jotka aika-ajoin rönssyilivät aiheen ulkopuolellekin.

Kiitos kuuluu myös valvojalleni Professori Risto Lahdelmalle, joka toimi työn tarkastajana, mutta myös opasti minua työn edetessä alan uusimman tiedon ääreen.

Seitsemän vuotta Otaniemessä hurahti melkoisella vauhdilla. Välillä hikoiltiin luennoilla ja vietettiin iltoja kirjastolla rästitehtävien merkeissä ja välillä taas opetettiin Fukseja teekkariuden saloihin tai rakenneltiin maailman suurinta saunaa. Siksi myös Otaniemen opiskelijayhteisöllä on aina erityinen paikka sydämessäni.

Suurimmat kiitokset ansaitsee tietenkin tyttöystäväni ja avovaimoni Tiina, joka jaksoi kannustaa kirjoitustyötä eteenpäin ja auttoi arjessa aina eteenpäin hyviä teknillisiä neuvoja unohtamatta.

Espoossa 30.4.2018

Heikki Hynynen

Sisällysluettelo

Tiivistelmä

Abstract

Alkusanat

Sisällysluettelo

Merkinnät

Lyhenteet

1	Johdanto	1
1.1	Työn tausta	1
1.2	Aihe ja tutkimuskysymykset	2
1.3	Rakenne ja rajaukset	3
2	Kaukolämmitys	4
2.1	Kaukolämmön historia ja nykytila	4
2.2	Kaukolämmön tuotantomuodot	5
2.3	Jakelu	7
2.4	Tuotannon kustannusrakenne ja hinnoittelu	8
3	Nivos Energia Oy:n kaukolämpötoiminta	10
3.1	Perustietoja	10
3.2	Lämmöntuotanto	10
3.3	Kaukolämpöverkot	12
4	Kaksisuuntainen kaukolämpöverkko	19
4.1	Tarve lämpökaupan kaksisuuntaisuuteen	19
4.2	Lainsäädäntö	20
4.2.1	Lainsäädäntö lämmön myynnistä	20
4.2.2	Lainsäädäntö lämmöntuotannossa	21
4.3	Tekniset vaatimukset	22
4.4	Käynnissä olevia hankkeita	26
5	Matalalämpöverkko	28
5.1	Matalalämpöverkon mahdollisuudet	28
5.2	Teknisiä vaatimuksia	29
5.2.1	Vaatimukset lämpöverkolle	30
5.2.2	Vaatimukset asiakaslaitteille	31
6	Laskelmat ja mittaukset	36
6.1	Kaukolämpöteho	36
6.2	Painehäviöt	36
6.3	Pumppausteho	38
6.4	Lämpöhäviöt	39
6.5	Investointilaskelmat	41
6.6	Verkon mallintaminen	42
6.7	Tuntimittauskoeajo	42
7	Tulokset ja niiden käsittely	44
7.1	Menolämpötilan alentaminen	44
7.2	Tuntimittauskoeajo	49
7.3	Lämpöhäviöt	53
7.4	Vaihtoehtoinen lämmöntuotanto	55
7.4.1	Pellettikattila	56
7.4.2	Sähkökattila	56
7.4.3	Yhdysputki	56

7.4.4	Kaksisuuntainen maalämpöasiakas.....	57
7.4.5	Lämpöpumput paikallislämmöntuotannossa	58
8	Johtopäätökset ja yhteenveto	59
	Lähdeluettelo	61
	Liitteet	

Merkinnät

D_p	[m]	eristeen sisähalkaisija
D_i	[m]	eristeen ulkohalkaisija
D_c	[m]	vaipan ulkohalkaisija
H	[m]	putken sijaintisyvyys
I	[€]	investointi
K	[W/m°C]	lämmönläpäisyluku
P	[W]	Sähköteho
R_g	[m°C/W]	maaperän ominaislämpövastus
R_i	[m°C/W]	eristeen ja vaipan ominaislämpövastus
R_m	[m°C/W]	putkien keskinäisen vaikutuksen huomioiva ominaislämpövas-
tus		
T_g	[°C]	häiriöttömän maaperän lämpötila upotussyvyydessä
T_m	[°C]	menolämpötila
T_p	[°C]	paluulämpötila
ΔT	[°C]	jäähtymä eli meno- ja paluulämpötilojen ero
Δp_v	[Pa]	kitkapainehäviö putkessa
Δp_k	[Pa]	kertavastuksen painehäviö putkessa
Δp_{tot}	[Pa]	putkistot kokonaispainehäviö
ζ		kertavastuskerroin
λ_c	[W/m°C]	vaipan lämmönjohtavuus
λ_g	[W/m°C]	maan lämmönjohtavuus
λ_i	[W/m°C]	eristeen lämmönjohtavuus
ξ		Kitkakerroin
η	[kg/ms]	Dynaaminen viskositeetti
η_m		Mekaaninen hyötysuhde
η_s		Sähköinen hyötysuhde
η_{kok}		Kokonaishyötysuhde
ρ	[kg/m ³]	Tiheys
Φ	[W]	Lämpöteho
Φ'_m	[W/m]	menoputken lämpöhäviö pituusyksikköä kohti
Φ'_p	[W/m]	paluuputken lämpöhäviö pituusyksikköä kohti
Φ'_{kok}	[W/m]	kokonaislämpöhäviö verkon pituusyksikköä kohti
ν	[m ² /s]	Kinemaattinen viskositeetti
c_p	[J/(kg°C)]	Ominaislämpökapasiteetti (vesi)
e	[m]	putkien keskipisteiden etäisyys toisistaan
h	[kJ/kg]	Entalpia
h_{gs}	[W/m ² °C]	lämmönsiirtokerroin maan pinnalla
k	[€]	vuosittainen rahavirta
\dot{m}	[kg/s]	Massavirta
r	[%]	korkokanta
V	[m ³ /s, m ³ /h]	Tilavuusvirta
t	[a]	aika
t'	[a]	investoinnin takaisinmaksuaika
w	[m/s]	veden virtausnopeus

Lyhenteet

4GDH	Neljännän sukupolven kaukolämpö (eng. 4 th Generation District Heating)
CHP	Lämmön ja sähkön yhteistuotanto (eng. Combined Heat and Power)
COP	Lämpöpumpun lämpökerroin (eng. Coefficient of Performance)
KPA	Kiinteä polttoaine
LTO	Lämmöntalteenotto
NPV	nettonykyarvo (eng. Net Present Value)
NZEB	Lähes nollaenergiatalo (eng. near Zero Energy Building)
POK	Kevyt polttoöljy
POR	Raskas polttoöljy
ZEB	Nollaenergiatalo (eng. Zero Energy Building)

1 Johdanto

Tämä diplomityö on tehty Nivos Energia Oy:lle kaukolämpöliiketoiminnan kehitystyöhön keskittyen neljännen sukupolven kaukolämpöverkkoihin eli kaksisuuntaisten kaukolämpöverkkojen ja matalalämpöverkkojen hyödyntämismahdollisuuksiin Mäntsälän kaukolämpöverkoissa. Työ on jatkoa Juha Peron vuonna 2016 tekemälle diplomityölle, jossa selvitettiin mahdollisia kehityskohteita silloisen Mäntsälän Sähkö Oy:n kaukolämpöliiketoiminnan kannattavuuden varmistamiseksi tulevaisuudessa. Tässä työssä tarkastellaan matalalämpöverkon toteutuksen vaatimuksia ja pyritään mallintamisen ja asiakasmittausten avulla selvittämään lämpötilatason laskemisen vaikutuksia kaukolämpöverkkoon ja asiakaisiin erilaisissa kokeellisissa tilanteissa yhtiön Ruusutarhojen erillisverkossa ja selvittää kaksisuuntaisen lämpöverkkotoiminnan sopivuutta Nivos Energian Oy:n toimintaan sekä tarkasteltavaan verkkoon.

Diplomityö on tehty osana Nivos Energia Oy:n verkostomallinnuksen kaukolämpölaskennan käyttöönottoprojektia, jossa kaikki yhtiön lämpöverkot saatetaan laskennan piiriin.

1.1 Työn tausta

Nivos Energia Oy:n kaukolämpö on tuotettu viime vuosikymmeninä pääosin maakaasulla, jonka hinta lämmöntuotannossa on noussut vuoden 2010 jälkeen energiaverotuksen muutuksessa merkittävästi heikentäen yhtiön kilpailukykyä ja nostaen lämmön asiakashintaa. Vuonna 2015 Mäntsälään valmistui Yandex Oy:n datakeskus, jonka yhteyteen rakennetun lämmöntalteenottolaitoksen lämpöpumpuilla saadaan tuotettua noin puolet yhtiön myymästä kaukolämmöstä. Lämpöpumpuilla saadaan kesäaikaan riittävän lämmintä vettä kaukolämpöverkon menolinjaan, mutta talvisin tuotetun kaukolämpöveden lämpötilaa täytyy nostaa eli priimata maakaasua polttamalla, mikä osaltaan pitää yllä riippuvuutta maakaasusta. Datakeskuksen hukkalämpöä on hyödynnetty Mäntsälässä Keskustan kaukolämpöverkossa, johon Kapulin teollisuusalueella tuotettu hukkalämpö siirretään yhdysputkella. Hukkalämmön hyödyntämisestä saatujen positiivisten kokemusten perusteella yhtiössä on haluttu selvittää lisää matalalämpöverkon ja kaksisuuntaisen kaukolämmön mahdollisuuksia ja vaatimuksia, jotta Keskustan verkon sekä lähellä sijaitsevan Ruusutarhojen erillisverkon käyttökustannuksia saataisiin laskettua. Selvittämällä verkossa ulkolämpötilasta riippuen vaadittava menolämpötila, voidaan lämmön priimaamista optimoida, jotta verkon lämpöhäviöitä kyetään pienentämään.

Samaan aikaan kaukolämmön tuotantokustannusten noustessa maalämpöpumppujen kilpailukyky on parantunut järjestelmien yleistyessä, tarjonnan lisääntyessä ja hintojen laskiessa varsinkin uudisrakentajien kannalta houkuttelevalle tasolle. Lämpöpumpputekniikkaa voi käyttää myös kaukolämpöverkoissa, kuten Mäntsälässä onkin tehty ja erilaisten hukkalämmönlähteiden hyödyntämisellä kaukolämmön hintaa voisi olla mahdollista laskea. Hukkalämmön hyödyntämisellä kyetään parantamaan kaukolämmön brändiä ja se voi nostaa kiinnostusta potentiaalisten asiakkaiden taholla.

Ruusutarhojen aluelämpöverkon kehitystyössä pyritään selvittämään maakaasulla tuotetulle kaukolämmölle vaihtoehtoa eri tuotantomuodoista, kuten kiinteän polttoaineen kattilasta, sähkökattilasta, Kapulissa tuotetun hukkalämmön siirtämisestä yhdysputkella Ruusutarhojen verkkoon sekä paikallisesti lämpöpumpuilla tuotetun lämmöstä mahdollisesti kaksi-

suuntaisessa verkossa. Maalämpöpumppujen hyödyntämisessä kaukolämmöntuotannossa verkon menolämpötilan tulisi olla nykyistä alhaisempi lämpöpumppujen hyötysuhdetta kuvaavan lämpökertoimen eli COP-arvon (eng. *Coefficient of Performance*) pienentyessä nopeasti tuotetun lämmön noustessa yli 60 °C lämpötilasta, koska maalämpöpumpun höyrystinpuolen lämpötila on yleensä varsin matala.

Ruusutarhojen verkko on hajanaisesti rakennettu ja sen lämpötiheys on varsin pieni, mikä aiheuttaa verkon lämmönmyyntiin suhteutettuna suuria lämpöhäviöitä. Verkon lämpötilojen laskeminen vaikuttaa syntyvien lämpöhäviöiden määrään, joten menolämpötilan laskemisen potentiaali kiinnostaa myös häviöiden pienentämisen vuoksi. Tarkastellun verkon pienestä koosta johtuen muutokset menolämpötilassa näkyvät kohtalaisen nopeasti ja osaan verkon asiakaslaitteista voidaan kytkeä tuntidataa tallentava dataloggeri, jolla verkostomallinnuksen tuloksia voidaan verrata mitattuihin arvoihin.

Kaukolämpöyhtiöiden on nykyisen tuotannon kustannusten pienentämisen lisäksi varauduttava tulevaisuudessa myös rakennusten laskeviin ominaisenergiankulutuksiin. Euroopan Unionin vuonna 2010 hyväksytyn Rakennusten energiatehokkuusdirektiivin mukaisesti uusien viranomaiskäytössä olevien rakennusten tulee olla lähes nollaenergiataloja 31.12.2018 jälkeen ja 31.12.2020 jälkeen kaikkien rakennettujen rakennusten tulisi olla lähes nollaenergiataloja (EU direktiivi 2010). Tämä tarkoittaa erittäin suuria energiatehokkuustoimia, jotka myös osaltaan tulevat vaikuttamaan kaukolämpöliiketoimintaan.

1.2 Aihe ja tutkimuskysymykset

Tämän työn aiheena on kaukolämmön menolämpötilan alentamisen mahdollisuuksien tutkiminen kaukolämpöverkon kehittämisessä keskittyen tämän mahdollistamien häviöiden pienentämisen ja lämpöpumpputekniikalle syntyvien hyötyjen tarkasteluun sekä kaksisuuntaisiin kaukolämpöverkkoon perehtymiseen. Verkon lämpötilan laskemisen vaikutuksia lämpöhäviöiden pienentämiseen pyritään selvittämään kattavasti ja lämpöpumppujen sekä kaksisuuntaisten asiakkuuksien hyödyntämisestä pyritään saamaan selkeä kuva kirjallisuuskatsauksen sekä investointilaskelmien avulla.

Tutkimuksessa pyritään mallintamaan kaukolämpöverkon menolämpötilan laskemisen vaikutuksiin verkkoon ja asiakkaisiin Trimble NIS –verkstomallinnuksen laskentalisäosan sekä omien laskelmin ja asiakasmittausten avulla.

Tärkeimpiä tutkimuskysymyksiä on kaksi, joista kumpikin sisältää myös kaksi alakysymystä:

- 1) Miten menolämpötilan laskeminen vaikuttaa verkkoon ja asiakkaaseen?
 - a. Kuinka paljon lämpötilaa voidaan laskea ilman merkittäviä negatiivisia vaikutuksia verkkoon ja asiakkaaseen?
 - b. Kumpi on rajoittava tekijä lämpötilan laskussa: verkko vai asiakaslaitteet?
- 2) Miten Mäntsälän Ruusutarhojen verkon menolämpötilan laskua voitaisiin hyödyntää tehokkaimmin?
 - a. Millainen vaikutus menolämpötilan alentamisella on verkon häviöihin?
 - b. Onko kaksisuuntainen asiakkuus mahdollinen ja taloudellisesti mielekäs nykyisessä verkossa menolämpötilan laskettua?

1.3 Rakenne ja rajaukset

Tämä diplomityö on jaettu kolmeen osaan, joista ensimmäisessä eli luvuissa kaksi ja kolme käydään läpi kaukolämpötekniikkaa sekä hinnoittelun malleja yleisesti ja perehdytään Nivos Energian toimintaan kaukolämmön ja yrityksen verkkojen osalta.

Diplomityön toinen osa jakaantuu lukuihin neljä ja viisi, joissa perehdytään kaksisuuntaiseen kaukolämpöverkkoon ja matalalämpöverkkoihin.

Kolmas, eli työn kokeellinen osa koostuu luvuista kuusi ja seitsemän, joissa on pyritty esittämään kaukolämpölaskennan teoriaa ja tämän teorian pohjalta suoritetaan verkostolaskentaa Nivos Energia Oy:n Ruusutarhan verkon tietoja hyödyntäen.

Luvussa kuusi käydään läpi laskennan teoria sekä esitetään laskennan todentaminen todellisuutta vastaavaksi. Luvussa seitsemän esitetään laskelmien tulokset ja niiden merkitys, joiden jälkeen luvussa kahdeksan on esitetty työn yhteenveto sekä johtopäätökset

Työn pääpaino on Mäntsälän kaukolämpöverkkojen kehittämisessä verkkojen menolämpötilan alentamisen avulla ja tämän mahdollistamien sovellusten, kuten matalalämmön, kaksisuuntaisen kaukolämmön ja hukkalämmön hyödyntämisen teknillistaloudellisessa arvioinnissa. Tutkimuksessa keskitytään Ruusutarhojen erillisverkkoon, sen mittauksille sopivan koon ja suurien lämmöntuotantokustannusten aikaansaamien kehityspaineiden vuoksi.

Tässä työssä ei käsitellä kaukojäähdytystä.

2 Kaukolämmitys

Suomessa on vahvaa kokemusta kaukolämmön hyödyntämisessä ja kaukolämpö onkin suurin yksittäinen lämmitysmuoto suomalaisissa asunnoissa kattaen 2,8 miljoonan asukkaan lämmöntarpeen. (Energiateollisuus 2016a)

Kaukolämmön etuina kiinteistöjen omiin lämpökattiloihin verrattuna ovat olleet energiatehokkuus, ympäristöystävällisyys, toimintavarmuus ja parempi kokonaistaloudellisuus. Energiatehokkuus johtuu suuremman yksikkökoon mahdollistamasta paremmasta hyötysuhteesta sekä paremmista säätömahdollisuuksista kuormanmuutoksien mukaan. Suurempi tuotantoyksikkö mahdollistaa polttoaineiden kilpailutuksen ja ammattitaitoisen henkilökunnan palkkaamisen järjestelmän käyttöön ja kunnossapitoon. Iso lämpökattila on myös edullisempi varustaa savukaasujen puhdistuksella kuin joukko pieniä. Kaukolämmön tuotantokustannukset ovat kuitenkin nousseet yhtiöillä, joiden lämmöntuotanto on perustunut fossiilisten polttoaineiden käyttöön, näihin kohdistettujen nopeasti viime vuosien aikana kasvaneiden energia-, päästö- ja huoltovarmuusmaksujen myötä.

Tässä luvussa esitellään kaukolämpötekniikkaa historiallisen kehityksen, tuotannon, jakelun sekä taloudellisten näkökulmien kautta. Ensin esitellään kaukolämpötekniikan historiaa ja siinä tunnistettavia sukupolvia, jonka jälkeen esitellään kaukolämmön tuotantomuotoja, jotka on jaettu sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksiin sekä erillistuotantoon lämpökeskuksissa. Tuotantomuotojen jälkeen esitellään kaukolämmön jakelua ja kaukolämpöverkkojen toiminnan teoriaa ja luvun lopussa käsitellään kaukolämpötoiminnan kustannuksia ja näiden kustannusten allokointia kaukolämmön hinnoitteluun.

2.1 Kaukolämmön historia ja nykytila

Kaukolämpötekniikalla on noin 150 vuoden kaupallinen historia ja siitä on tunnistettavissa eri sukupolvia, joista nykyisin yleisimmin käytettävä luetaan kolmannen sukupolven kaukolämmöksi. Digitaalisuuden ja automaation lisääntymisen odotetaan tuottavan lähitulevaisuudessa neljännen sukupolven kaukolämpöä.

Ensimmäinen kaupallinen kaukolämpöjärjestelmä perustettiin Yhdysvalloissa vuonna 1877 New Yorkin osavaltioon Lockportin kaupunkiin. Kaukolämmitys levisi nopeasti myös eurooppalaisiin kaupunkeihin. Ensimmäisen sukupolven järjestelmissä hyödynnetään höyryä lämmön siirtämiseksi tuotantolaitokselta kiinteistöihin. 1930-luvulle asti suurin osa kaukolämpöjärjestelmistä oli tällaisia höyrynsiirtojärjestelmiä. (Energiateollisuus 2006.)

Toisen sukupolven kaukolämpöjärjestelmissä lämpö siirrettiin kuluttajille paineistettuna vetenä yleensä yli 100 °C lämpötilassa. Toisen sukupolven järjestelmät perustuvat tyypillisesti betonikanaviin asennettuihin mineraalivillalla tai polyuretaanilla eristettyihin teräsputkiin ja suuriin putkilämmönvaihtimiin. (Lund et al. 2014.)

Nämä järjestelmät hallitsivat kaukolämpöverkkojen rakentamista 1930-luvulta aina 1970-luvulle asti, joten suomalaisen kaukolämpötoiminnan alku osuu toisen sukupolven ajalle. Suomessa ensimmäinen kokonaisen asuinalueen kaukolämpöjärjestelmä rakennettiin vuonna 1940 Helsingin olympiakylään. Tapiolan Lämpö aloitti kaukolämmöntuotannon 1953 ja Helsingin kaupungin sähkölaitos vesikaukolämmityksen vuonna 1957. Kauko-

lämmityksen leviäminen oli hidasta toiminnan alkuvaiheessa ja vasta 1970-luvun energia-kriisin myötä kaukolämmitys alkoi yleistyä vauhdilla, jolloin kehittyi myös kaukolämmön kolmas sukupolvi. (Energiateollisuus 2006.)

Kolmannen sukupolven järjestelmissä menoveden lämpötilaa on usein laskettu lämmönkulutuksen salliessa alle 100 °C lämpötilaan ja verkot rakennetaan valmiiksi eristetyistä, esivalmistetuista putkista ja lämmönsiirtiminä käytetään yleisimmin levylämmönsiirtimiä. Esivalmistetuilla putkilla päästään valmistusmateriaalin tehokkaampaan hyödyntämiseen ja työvoiman tarpeen vähentämiseen varsinaisella lämpöjohtotyömaalla. (Lund et al. 2014.)

Nykyiset suomalaiset kaukolämpöverkot koostuvat pääosin 1970 - 1990-lukujen välissä rakennetuista kolmannen sukupolven lämpöjohdoista, joihin saattaa liittyä aiemmin rakennettuja betonikanaviin asennettuja lämpöjohtoja (Energiateollisuus 2006). Suomessa 90 prosentille kaukolämpöasiakkaista on asennettu etäluettava kulutusmittari EU:n energiatehokkuusdirektiivin seurauksena (Energiavirasto 2017).

Kaukolämmön piirissä kasvavasta rakennuspinta-alasta huolimatta rakennusten pinta-alaa kohti kulutettava lämpöenergian määrä pienenee tulevaisuudessa energiatehokkuuden kehittyessä ja ratkaisujen yleistyessä rakennuskannan uudistumisen mukana. Tämä pienentynyt lämmönkulutus heikentää kaukolämpöverkon suhteellista hyötysuhdetta verkon ollessa mitoitettu ajalle ennen kulutuksen pienenemistä. (Abdurafikov et al. 2017.)

Tutkimus- ja kehitystyötä nollaenergiatalojen (ZEB eng. *zero energy building*) määrittelemiseksi ja määritelmien toteuttamiseksi vaadittavien ratkaisujen tuottamiseksi on tehty runsaasti. Pohjois-Euroopan olosuhteet aiheuttavat suuria haasteita nollaenergiatalojen toteuttamisessa, mutta suurimmat haasteet olemassa olevien rakennusten energiatehokkuusremonteissa voidaan ohittaa lähes nollaenergiatalon (NZEB eng. *nearly zero energy building*) mallilla. Lähes nollaenergiatalon konseptissa kiinteistön energia tulisi tuottaa paikallisesti uusiutuvilla energialähteillä ja kaukolämpöyhtiöiden on valmistauduttava vastaamaan tähän vaatimukseen lähitulevaisuudessa. (Paiho & Reda 2016.)

Tulevaisuuden haasteisiin varaudutaan kehittämällä kaukolämpöverkkoja vastaamaan uudistuvia tarpeita ja hyödyntämällä muun muassa kehittyvää rakennus- ja tiedonsiirtotekniikkaa. Tämän kehitystyön tavoitteita on kuvattu termillä neljännen sukupolven kaukolämpö (4GDH eng. *4th Generation District Heating*), jonka on määritellyt Henrik Lund tutkimusryhmineen. Yhdistävänä tekijänä erilaisille neljännen sukupolven kaukolämpöratkaisuille ovat matalat lämpötilatasot. Lämpötilojen on visioitu olevan menolinjassa 50 °C ja paluulinjassa 20 °C vuosittaisena keskiarvona. (Lund et al. 2014.)

Nykyisissä matalalämpöverkoissa keskimääräiset paluulämpötilat ovat asettuneet dokumentoitujen lähteiden mukaan 32 - 44 °C välille. Tätä matalampien paluulämpötilojen saavuttamiseksi on tehtävä kehitystyötä ainakin kaukolämpöasiakkaiden lämmitysjärjestelmien ja lämmönvaihtimien toiminnan tehostamiseksi. (Averfalk & Werner 2018.)

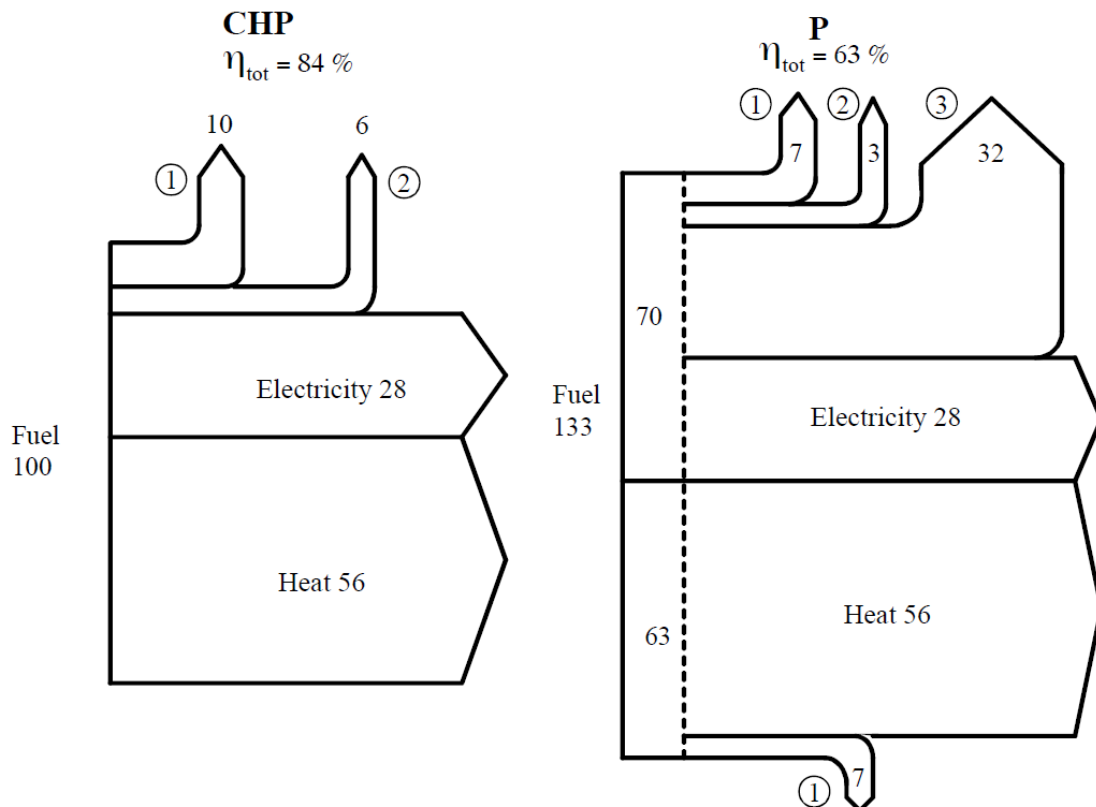
2.2 Kaukolämmön tuotantomuodot

Kaukolämpöä on perinteisesti tuotettu polttoainetta polttamalla joko voimalaitoksissa sähkön ja lämmön yhteistuotantona tai erillistuotantona pelkkää lämpöä tuottavissa lämpökes-

kuksissa. Polttamiseen perustuvan tekniikan lisäksi lämpöä voidaan tuottaa sähkön avulla erillisillä sähkökattiloilla ja hukkalämmöstä lämpöpumppujen avulla tai jopa suoraan lämmönvaihtimen avulla, jos hukkalämmön lämpötila on riittävän korkea.

Kaukolämmön tuotanto on kannattavinta jakaa mahdollisuuksien mukaan eri tuotantomuotoihin ulkolämpötiloista suuresti riippuvan tehontarpeen mukaan perus-, keski- ja huippukuormaan sekä varatehoon. Peruskuormaksi pyritään saamaan mahdollisimman edullinen lämmöntuotantomuoto, jonka vuosittaisia huippukäyttötunteja pyritään maksimoimaan. Keski- ja huippukuormalaitoksia ajetaan tarpeen mukaan niiden käyttäessä yleensä peruskuormaa kalliimpaa polttoainetta. Pienissä verkoissa ei usein ole erillistä kestitiehontuotantoa, mutta perus- ja huipputeho on kannattavaa tuottaa erikseen. Varatehoa tarvitaan, jos käytössä olevaa lämmöntuotantoa tulee ajaa alas esimerkiksi laitoksen vian takia tai esimerkiksi kesäajalla suunnitellun huollon ajaksi. (Energiateollisuus 2006.)

Suomalainen kaukolämmöntuotanto on perinteisesti perustunut sähkön ja lämmön yhteistuotantoon, CHP -tuotantoon (eng. *Combined Heat and Power*). Pelkkää sähköä tuottaviin voimalaitoksiin verrattuna CHP -laitoksien energiatehokkuus on noin 30 % parempi, eli yhteistuotannolla saadaan laskettua polttoaineenkulutusta sekä nykyään merkittäväksi todettujen energiantuotannon hiilidioksidipäästöjen syntymistä. Kuvassa 1 on havainnollistettu CHP-laitoksen ja erillistuotantolaitosten energiavirtojen jakautumista. CHP -laitoksien rakentamiskustannukset ovat monimutkaisen tekniikan vuoksi lämpökeskuksia kalliimmat, joten niiden taloudelliset hyödyt ovat syntyneet vain mittakaavaetujen mahdollistamissa suurissa kohteissa. (Energiateollisuus 2006.)



Kuva 1. Tuotantohäviöt eli kattilahäviöt (1), sähköntuotannon häviöt (2) ja lauhdutushäviöt (3) sekä hyödyksi saadut energiamäärät yhteistuotannossa ja erillistuotannossa (Mäkelä & Tuunanen 2015).

CHP -laitoksia käytetään perustehon tuotantoon, jossa pyritään pitämään laitos mahdollisimman lähellä mitoitettua huipputehoa sähkön ja lämmön maksimaaliseksi tuottamiseksi parhaalla mahdollisella hyötysuhteella. Polttoaineena sähkön ja lämmön yhteistuotannossa käytetään pääsääntöisesti edullisimpia kiinteitä polttoaineita, kuten hiiltä ja biomassaa. Kiinteää polttoainetta käyttävän kattilan tehonsäätö on hitaampaa ja hyvän hyötysuhteen omaava tehoalue nestemäisiä ja kaasumaisia polttoaineita käyttäviä kattiloita kapeampi, joten nämäkin ominaisuudet tukevat CHP -laitoksien käyttöä juuri perustehon tuotantoon.

Suomi on perinteisesti ollut maailman johtavia maita CHP -tuotannon osalta ja vuonna 2016 70 % Suomen kaukolämmöntuotannosta oli CHP -laitosten tuottamaa (Energiateollisuus ry 2017a). Euroopan Unioni on kannustanut jäsenmaitaan lauhdesähkön tuotannon vähentämiseen ja korvaamaan tuotantoa yhteistuotannolla. Vuoden 2012 Energiategohkuusdirektiivissään se myös velvoittaa jäsenmaitaan tukemaan yhteistuotantoa sekä muun muassa selvittämään kustannusten ja hyötyjen määrää lämpöteholtaan yli 20 MW lauhdesähkölaitosten muuttamisesta yhteistuotantolaitoksiksi (EU direktiivi 2012).

Erillistuotantolaitoksia käytetään joko yhteistuotannon lisänä keski- ja huippukuorman säädössä tai varsinkin pienemmissä verkoissa kaikkiin kuormamuotoihin. Nivos Energia Oy:llä ei ole sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksia ja se tuottaa kaukolämpönsä erillistuotantona.

2.3 Jakelu

Suomessa kaukolämpöverkko rakentuu meno- ja paluuputkista koostuvista kaukolämpöjohdoista, joissa menopuolella kulkee paineistettua vettä ulkolämpötilasta riippuen noin 75 - 115 °C lämpötilassa ja paluupuolella noin 40 – 60 °C lämpötilassa. Johtoihin ovat liittyneenä niin lämmöntuotantolaitokset kuin asiakkaina toimivat kiinteistöt. Verkkojen lämpötilatasot määräytyvät asiakkaan tarpeiden mukaan niin, että verkon kaukaisimmassa pisteessä asiakkaalle myytävä lämpö on asiakkaan kanssa tehdyn sopimuksen mukaisessa lämpötilassa, joka on yleensä noin 70 °C. Tarpeettoman korkea menoveden lämpötila aiheuttaa turhia lämpöhäviöitä kaukolämpöverkossa. Kiinteistössä kaukolämmöllä lämmitetään tiloja sekä tuotetaan lämmintä käyttövedettä, joka hygieniasyistä on lämmitettävä vähintään 58 °C lämpötilaan.

Kaukolämpöverkossa on pidettävä yllä riittävää painetta veden höyrystymisen estämiseksi ja jotta verkon etäisimmänkin kiinteistön asiakaslaitteille jää säätövaraa riittävän paineeron avulla.

Kaukolämpöverkon teho määräytyy asiakkaiden kuluttaman tehon ja lämpöhäviöiden mukaan. Asiakaslaitteet säätävät lämpöä siirtävän veden virtausta ja lämmöntuotantolaitos säätää vain veden lämpötilaa ja verkoston painetta.

Kaukolämpöverkot on rakennettu 1990-luvun jälkeen lähes poikkeuksetta polyuretaanilla eristetyistä muovikuorella suojatuista teräsputkista. Näitä kiinnivaahdotettuja kaukolämpöputki-elementtejä asennetaan sekä yksiputkisina 2Mpuk -elementteinä, joissa meno- ja paluuputki ovat erillisinä putkina tai kaksiputkisina Mpuk -elementteinä, joissa sekä meno- että paluuputki on kiinnitetty samojen eristeiden ja yhteisen suojakuoren sisään. Vanhoissa verkoissa voi olla runsaastikin aiemmin asennettuja betonielementteihin asennettuja putkia, mutta näitä korvataan nykyaikaisilla putkilla korjausten yhteydessä. (Energiateollisuus 2006.) Nykyään pieniä putkikokoja (DN15 – 80) sekä ja tapauskohtaisesti dimensioiltaan

DN100 – DN250 putkia rakennettaessa suositellaan käytettäväksi kaksiputkisia Mpuk - kaukolämpöjohtoja niiden erillisiä putkia pienempien lämpöhäviöiden vuoksi (Energiateollisuus 2016b).

Teräksiset kaukolämpöputket mitoitetaan enintään 16 bar paineeseen ja enintään 120 °C lämpötilaan, jossa putken tulisi kestää 30 vuoden käyttö. Jatkuvassa 115 °C lämpötilassa kaukolämpöputkien tulisi kestää vähintään 50 vuotta, joten kyseistä lämpötilaa käytetään käytännössä menolämpötilan ylärajana. (Energiateollisuus 2006.)

2.4 Tuotannon kustannusrakenne ja hinnoittelu

Kaukolämmön kustannukset jakautuvat kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin, jotka pyritään allokoidaan asiakkaalle hinnoittelussa liittymän mitoituksen mukaiseen kiinteään tehomaksuun ja todellisen kulutuksen mukaan muuttuvaan energiamaksuun. Lisäksi kaukolämmön piiriin liittäessä maksetaan kertaluonteinen liittymismaksu.

Perinteisesti liittymismaksulla on pyritty kustantamaan nykyiseltä verkolta asiakkaan kiinteistöön johtavan putken aiheuttamat verkonrakennuskustannukset.

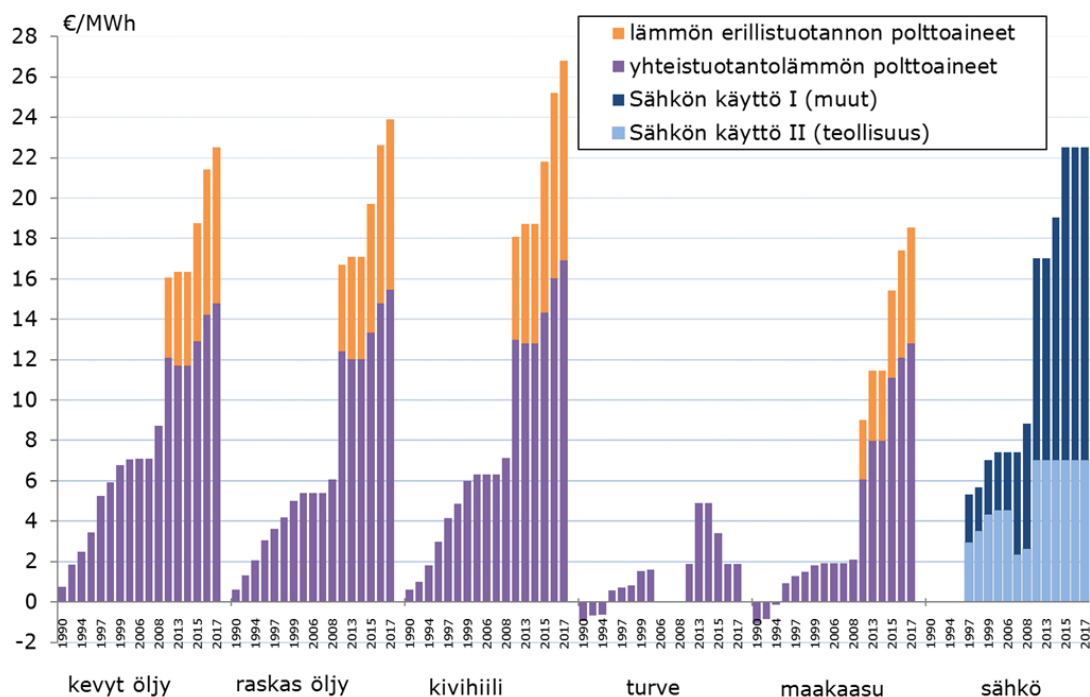
Tehomaksu on asiakastyypistä riippuvainen ja se määräytyy nimensä mukaisesti asiakkaan sopimustehon tai sopimusvirtauksen mukaan. Tehomaksulla pyritään kattamaan kaukolämpörytymisen kiinteitä kuluja, kuten henkilöstön palkkoja, toimitilojen kustannuksia, lämmitysverkoston korjauskustannuksia ja investointien kuluja. Tehomaksun osuus kaukolämpöasiakkaan vuotuisesta laskusta vaihtelee runsaasti yhtiöittäin ja voi olla 10-50 % kokonaislaskusta keskimääräisen tehomaksun osuuden ollessa noin 20 % asiakkaan kokonaislaskusta (Korjus 2016). Perinteisen tavan mukaan asiakkaan tehomaksu perustuu sopimuksessa määriteltyyn sopimusvesivirtaan tai -tehoon, mutta uuden kiinteistön todellinen tehontarve selviää vasta ajan kuluessa. Tällöin tehomaksu ei seuraa lämmityksen todellista tehontarvetta, varsinkin jos kiinteistöön on tehty energiatehokkuustoimenpiteitä, joiden seurauksena tehontarve on pienentynyt. Kaukolämmön siirryttyä etäluennan piiriin ja tuntiluennan yleistyessä asiakkaiden todellisen tehontarpeen tarkistaminen on helpottunut ja tehohinnoittelua voitaisiin päivittää vastaamaan paremmin todellista tilannetta.

Energiamaksu määräytyy kulutetun lämpöenergian mukaan ja sillä tulisi kattaa lämmön tuotannon muuttuvia kustannuksia, joista pääosa syntyy lämmönkulutuksen mukaan vaihtelevasta polttoaineenkulutuksesta. Nämä polttoainekustannukset voivat vaihdella huomattavasti vuodenaikojen mukaan lämmöntuotannon marginaalikustannusten noustessa siirryttäessä perustuotannosta huipputuotantoon. Pieni osa suomalaisista kaukolämpöyhtiöistä on ottanut energiahinnoissaan mukaan kausihinnoittelun, jolla pyritään ohjaamaan lämmityksen käyttöä pois tehohuipuilta, jolloin huipputehon käytön vuoksi lämmön marginaalihinta on korkeimmillaan (Energiateollisuus 2017b). Yksinkertaisimmillaan kausihinnoittelu voidaan toteuttaa käyttämällä kesäkuukausina halvempaa energiamaksua kuin talvella. Vaikka asiakkaat eivät kausihinnoittelun vuoksi tekisikään erillisiä energiatehokkuusinvestointeja, kausihinnoittelun käyttöönotto parantaa kaukolämmön hinnoittelun kustannusvastaavuutta ja voi saada osan asiakkaista ajattelemaan lämmönkulutustaan ja siten ohjata lämmönkulutusta verkon kannalta edulliseen suuntaan. Kesäaikana lisääntynyt lämmönkulutus ei välttämättä lisää kaukolämpöyhtiön kustannuksia, jos lisääntynyt kulutus voidaan kattaa perusteholla tai lisääntynyt tuotanto mahdollistaa perustehon ajamisen koko kesäkauden ajan esimerkiksi kiinteän polttoaineen kattilalla maakaasun tai kevyen polttoöljyn käytön sijaan.

Lämmöntuotantoon käytetyillä polttoaineilla on merkittävä vaikutus kaukolämmön hintaan erityisesti huipputuotannon osalta. Vaikutus korostuu fossiililla polttoaineilla tuotetun huipputuotannon marginaalikustannuksena ja näkyy varsinkin pienissä verkoissa, joissa sähkön ja lämmön yhteistuotantoa ei ole.

Polttoöljyjen, kivihiilen sekä maakaasun käytöstä lämmityspolttoaineeksi kannetaan niiden lämpöarvojen perusteella määräytyvää energiasisältöveroa ja poltosta syntyvien hiilidioksidipäästöjen perusteella määräytyvää hiilidioksidiveroa. Lämmityspolttoaineista kannetaan valmisteverotuksen yhteydessä näiden lisäksi huoltovarmuusmaksua. Biopohjaisten kiinteiden ja kaasumaisten polttoaineiden osalta ei kerätä huoltovarmuusmaksua eikä energia- ja hiilidioksidiveroa. (Valtiovarainministeriö 2018.)

Polttoaineiden ostohinnan lisäksi maksettavaksi määräytyvien energiaverojen kehittyminen voidaan nähdä kuvasta 2, jossa on esitettyä maksujen määrä CHP-tuotannolle ja lämmön erillistuotannolle.



Kuva 2. Polttoaineiden ja sähkön energiaverojen kehitys 1990 - 2017. (Energiateollisuus 2017a)

Polttoaineiden kohonneet kustannukset ovat luoneet kaukolämpöyhtiöille painetta energiahintojen nostoon sekä edullisempien tuotantomuotojen löytämiseen. Suomessa vuoden 2010 jälkeen kiristynyt energiantuotannon verotus on nostanut fossiilisten polttoaineiden kustannuksia merkittävästi. CHP-tuotannossa polttoaineita verotetaan vain lämmöntuotannon osuudelta ja tämänkin osuuden hiilidioksidivero on puolitettu, mikä näkyy kuvassa merkittävänä etuna CHP-tuotannon taloudellisuudelle.

3 Nivos Energia Oy:n kaukolämpötoiminta

Tässä luvussa esitellään kaukolämpötoimintaa Mäntsäläläisen Nivos Energia Oy:n osalta. Luvun alussa käydään läpi yrityksen historiaa ja sen toimintaa yleisesti. Tämän jälkeen esitellään yrityksen nykyiset kaukolämmöntuotantomuodot ja esitetään hallinnoitavat kaukolämpöverkot.

3.1 Perustietoja

Mäntsälän Sähkö Oy aloitti kaukolämpötoimintansa Mäntsälän keskustan alueella vuonna 1972. Vuonna 2017 yritys vaihtoi nimensä Nivos Energia Oy:ksi toimiessaan Mäntsälän kunnan omistaman Nivos Oy:n tytäryhtiönä. Nivos Energia Oy toimii sähkön, maakaasun ja lämmön myyjänä Mäntsälässä ja omistaa sähköverkkoja 10 kunnan alueella Mäntsälän ympäristössä. Energialiiketoimien ohella yhtiö myy internet-yhteyksiä ja rakennuttaa valokuituyhteyksiä ulottaen verkkoliiketoimintansa myös tietoverkkoihin. Nivos Oy:n toinen tytäryhtiö Nivos Vesi Oy toimittaa juomavettä ja hoitaa jätevedenpuhdistusta Mäntsälän kunnan alueella. Nivos Energian liikevaihto vuonna 2017 oli noin 25 M€ ja yhtiön henkilöstön määrä oli noin 50 henkeä.

3.2 Lämmöntuotanto

Nivos Energia Oy:n kaukolämmöntuotanto perustuu lämmön erillistuotantoon, sillä yhtiön verkkojen pienen koon vuoksi CHP-tuotanto ei olisi yhtiölle kannattavaa. Nivos Energia Oy:n lämmöntuotanto oli vuonna 2017 noin 60 GWh, josta suurimman eli Keskustan verkon osuus oli noin 40 GWh. Tuotantoluvut vaihtelevat muuttuvien säätilojen vuoksi eri tarkasteluvuosina ja vuosittainen vaihtelu voi olla suurtakin.

Nivos Energia Oy tuottaa lämpönsä erillistuotantona sekä ostaa lisäksi datakeskuksen tuottamaa hukkalämpöä. Yhtiön kuuteen kaukolämpöverkkoon on kytkettynä yhteensä 17 lämpökattilaa sekä Kapulin teollisuusalueella sijaitseva vuonna 2015 Yandex Oy:n datakeskuksen yhteyteen valmistunut lämmöntalteenottolaitos. Datakeskuksen lämmöntalteenotolla (LTO) saadaan tuotettua noin puolet keskustan verkon vuosittaisesta kokonaisenergiasta ja kesäkuukausina koko tuotanto saadaan katettua LTO:lla. Mäntsälän Keskustan verkossa huipputeho tuotetaan maakaasulla, joka on myös Ruusutarhojen verkon polttoaineena. Lämmöntuotannossa yhtiön muissa erillisverkoissa käytetään pääpolttoaineena haketta tai pellettiä ja huippu- sekä varatehona käytetään Saaren, Pornaisten ja Pukkilan verkoissa kevyttä polttoöljyä. Taulukossa 1 on esitetty Nivos Energia Oy:n lämmöntuotantolaitokset.

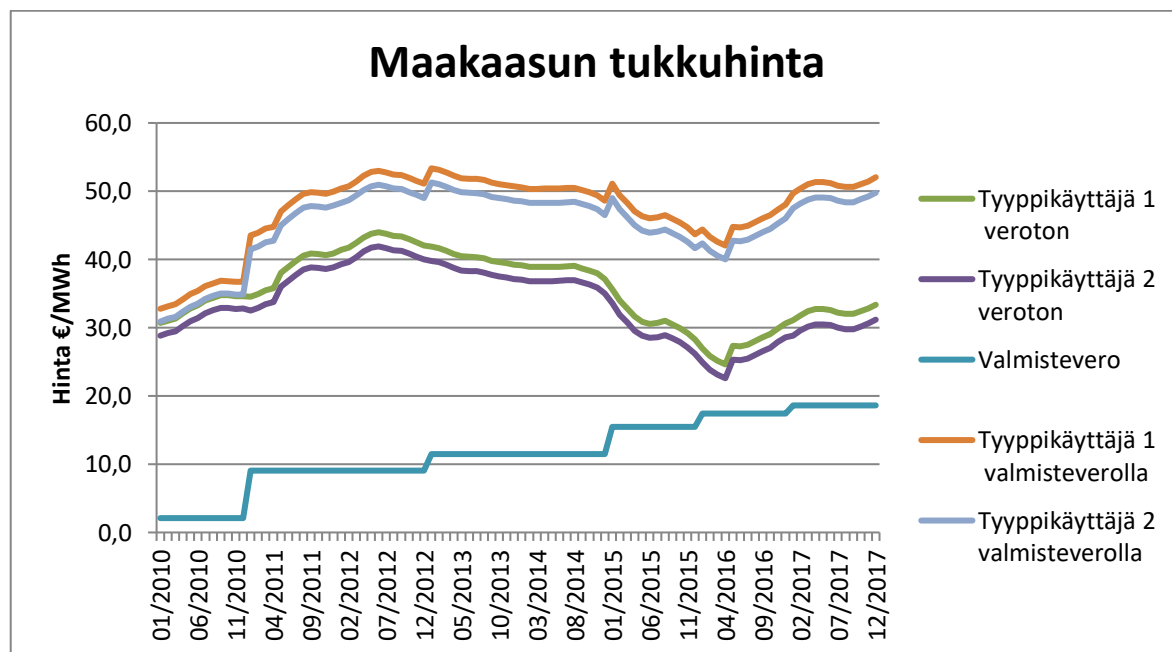
Huvitien varatehon tuotantoon jätettyä lämpölaitosta lukuun ottamatta kaikki yhtiön lämpölaitokset ovat valmistuneet 2000-luvulla. Nivos Energia Oy:n lämpölaitokset toimivat etävalvonnassa ja niiden kuormat säätyvät Huvitien varalaitosta lukuun ottamatta automaation avulla ilman käyttöhenkilöstön aktiivista valvontaa.

Taulukko 1. Nivos Energian lämmöntuotantolaitokset verkoittain, niiden kattiloiden määrä, polttoaine, huipputeho sekä valmistumisvuosi.

Nimi	Kattiloiden määrä	Polttoaine	Huipputeho [MW]	Valmistumisvuosi
Liedontie	2	Maakaasu	9,5 + 9,5	2007
Kapuli	1	Maakaasu	6	2007
Lämmöntalteenotto		-	3,5	2015
Huvitie	3	Maakaasu	3 + 6 + 6	1983
Ruusutarha A	1	Maakaasu	0,58	2010
Ruusutarha B	1	Maakaasu	1,4	2008
Saari	2	Kevyt polttoöljy	1 + 2	2010
Saari Pelletti	1	Pelletti	0,7	2013
Numminen	2	Pelletti	0,2 + 0,3	2013
Pornainen	1	Hake	1,25	2000
Pornainen koulu	1	Kevyt polttoöljy	1	2000
Pukkila Hake	1	Hake	1,5	2012
Pukkila POK	1	Kevyt polttoöljy	2	2001

Mäntsälän Keskustan ja Ruusutarhojen verkkojen polttoaineena käytetään maakaasua, jonka hinta on noussut energiaverotuksen vuoksi noussut voimakkaasti vuoden 2010 jälkeen. Vuonna 2018 maakaasusta maksettavien energia- ja hiilidioksidiveron sekä huoltovarmuusmaksun summa on 19,864 €/MWh, mikä on noin 60 % maakaasun verottomasta tukkuhinnasta (Verohallinto 2018).

Maakaasun tukkukaupassa tyyppikäyttäjät 1 ja 2 vastaavat varsin hyvällä tarkkuudella Nivos Energia Oy:n kaasunkulutusta ja kuvassa 3 on esitettyä kyseisten asiakasprofiilien maakaasun tukkuhinnat.



Kuva 3. Maakaasun tukkuhinnat tyyppikäyttäjä 1:lle ja tyyppikäyttäjä 2:lle valmisteveroilla ja ilman vuosina 2010-2017. (Energiavirasto 2018, Tilastokeskus 2017)

Kuvaajasta nähdään, miten maakaasun verollinen hinta on pysynyt vuoden 2010 verollista hintaa korkeampana, vaikka veroton tukkuhinta onkin käynyt alimmillaan noin puolessa vuoden 2012 huippuhinnoista. Lämmöntuotannon pohjautuminen maakaasuun on syönyt kaukolämmön kilpailukykyä muihin lämmöntuotantomuotoihin verrattuna ja erityisesti edullinen sähkön markkinahinta on lisännyt sähkölämmityksen ja lämpöpumppuratkaisujen houkuttelevuutta. Keskustan kaukolämpöverkkoon suunniteltiin maakaasun korvaajaksi kiinteän polttoaineen (KPA) biolämpökattilaa peruskuorman tuotantoon, mutta datakeskuksen LTO:n tuottaman perustehon myötä KPA-kattilainvestoinnin kannattavuus heikkeni huomattavasti. Ruusutarhojen verkossa pienen KPA-kattilan käyttöönotto voisi olla kannattava investointi, kun lämmöntuotantoon käytetyn polttoaineen hinta laskisi. Toisaalta maakaasu on erittäin varmatoiminen sekä helppokäyttöinen polttoaine ja KPA-laitoksen käyttötoiminta vaatii erilaisten kuljettimien ja liikkuvien osien vuoksi maakaasukattilaa huomattavasti enemmän huoltoa, kunnossapitoa ja valvontaa. Toisena vaihtoehtona maakaasun vähentämiseen on esitetty yhdysputken rakentamista Keskustan verkon ja Ruusutarhojen välille. Yhdysputken rakentamista puoltaisi myös LTO-laitoksen suunniteltu laajennus, jonka on laskettu nostava laitoksen tuottaman lämpötehon 3,3 MW:sta noin 5,5 MW:iin. Vuonna 2017 LTO:n tuotannolla katettiin koko Keskustan verkon lämmöntuotanto noin 3500 tunnin ajan ja 5,5 MW:n teholla olisi kyetty samana vuonna kattamaan tuotanto noin 5000 tunnin ajan. Varsinkin lämmityskauden ulkopuolella verkon kuormaa olisi varaa kasvattaa, mikä yhdysputken rakentamisella verkkojen välille myös saavutettaisiin. Suunnitellun yhdysputken rakentamista käsitellään tarkemmin seuraavassa luvussa 3.3, jossa on esitelty yhtiön kaukolämpöverkkoja.

3.3 Kaukolämpöverkot

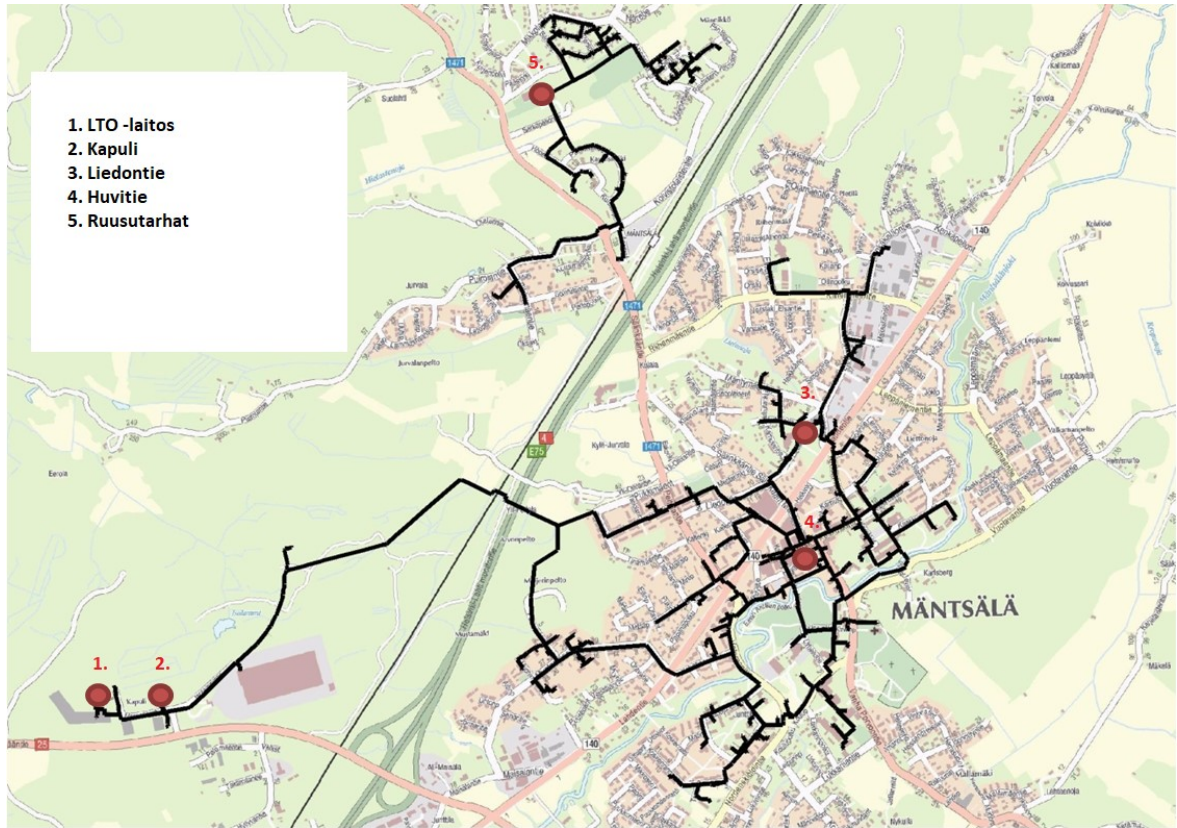
Nivos Energia Oy omistaa Mäntsälän Keskustan verkon lisäksi viisi erillisverkkoa: Ruusutarhat, Saari, Pukkila, Numminen ja Pornainen sekä 20 prosentin omistus Kärkölen kunnan alueella toimivasta Kärkölen Lämpö Oy:stä. Kärkölen kaukolämpöverkkoon lämpöä tuottaa Koskipower Oy. Keskustan verkko on selkeästi yhtiön verkoista laajin ja siksi siinä on lämpötilan alentamisesta pienenevien lämpöhäviöiden kautta saatavissa suurin energiansäästö- ja kehityspotentiaali.

Mäntsälän Keskustan verkon pituus on noin 24 kilometriä ja verkko ylettää keskustan alueelta E75-moottoritien ja Helsinki-Lahti -rautatien länsipuolella sijaitsevalle Kapulin teollisuusalueelle. Toiseksi suurin verkko on Ruusutarhojen verkko, jolla on pituutta noin 6 kilometriä. Yhtiön verkkojen pituudet on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2. Nivos Energia Oy:n kaukolämpöverkot ja verkkojen johtopituudet.

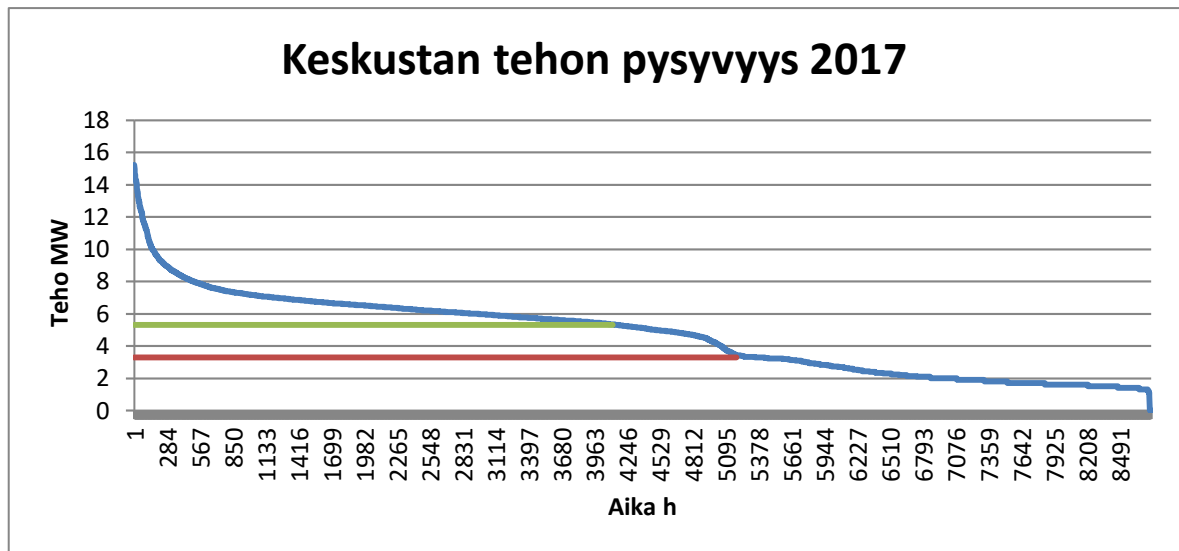
Kaukolämpöverkon nimi	Pituus [km]
Keskusta	24,0
Ruusutarha	6,0
Pukkila	4,1
Pornainen	2,7
Saari	1,9
Numminen	0,05
Kärkölä	3,8
Yhteensä	42,55

Nivos Energia Oy:n suurimmat verkot eli Keskustan ja Ruusutarhojen verkot on esitetty kuvassa 4.

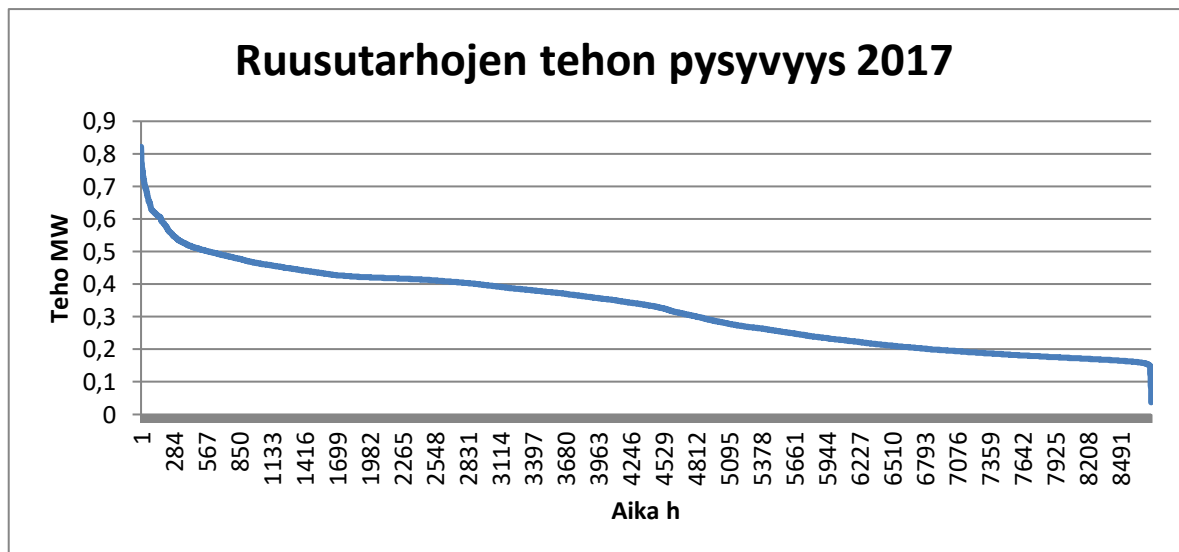


Kuva 4. Mäntsälän Keskustan ja Ruusutarhojen kaukolämpöverkot sekä niihin kytketyt lämpökeskukset.

Yhtenä varsin potentiaalisena säästökohteena on kaavailtu Ruusutarhojen ja Keskustan verkkojen yhdistämistä. Nämä kaksi verkkoa ovat melko lähekkäin toisin kuin muut yhtiön verkot, joihin on Mäntsälän keskustasta matkaa kymmenestä kolmeen kymmeneen kilometriin. Ruusutarhojen verkossa polttoaineena käytetään Keskustan verkon tavoin maakaasua, jonka korvaaminen Kapulissa tuotetulla hukkalämmöllä toisi kustannussäästöjä, jos hukkalämpöä on riittävästi tarjolla. Kuvassa 5 on esitettyä Mäntsälän Keskustan verkon tehon pysyvyyskäyrä vuodelta 2017 ja kuvassa 6 Ruusutarhojen pysyvyyskäyrä vuodelta 2017.



Kuva 5. Keskustan kaukolämpöverkon pysyvyyskäyrä vuonna 2017. Käyrälle on piirretty nykyisen LTO-laitoksen huipputeho 3,3 MW sekä laitoksen laajennuksen jälkeinen suunniteltu huipputeho 5,3 MW.



Kuva 6. Ruusutarhojen verkon tehon pysyvyyskäyrä vuonna 2017.

Keskustan pysyvyyskäyrästä nähdään, että LTO-laitos on 3,3 MW:n huipputehollaan ollut varsin korkealla käyttöasteella ja LTO:n kapasiteetin ylittäessä Keskustan teho myös Ruusutarhojen verkon käyttämä teho on varsin pieni: noin 0,2-0,3 MW. Keväällä 2018 valmistuva LTO-laitoksen laajennus kasvattaa potentiaalia maakaasun korvaamiseen. Vuonna 2017 LTO:n Keskustan kuorman ylittävän kapasiteetin ja Ruusutarhojen verkon kuorman energiamäärä oli noin 600MWh, mikä on noin 23 % Ruusutarhojen verkon energiantuotannosta, joka oli kyseisenä vuonna noin 2600 MWh. Jos LTO:n tehokapasiteetti olisi ollut 5,5 MW, vastaava energiamäärä olisi ollut noin 1000 MWh vuonna 2017 eli noin 38 % verkon tuotannosta.

Siirtolinjan rakentamisen kannattavuus riippuu olennaisesti linjan mahdollistaman vaihtoehtoisen lämmöntuotannon korvaamasta maakaasulla tuotetun lämmön määrästä. Noin 0,4 MW osuudella LTO-laitoksen tehosta kyettäisiin tuottamaan Ruusutarhojen verkon vaati-

man lämmön lähes kokonaan. Tällöin maakaasulla tulisi tuottaa huipputuotantona noin 200 MWh lämpöä vuoden 2017 kulutusta vastaavana vuonna.

Verkkojen yhdistämiselle on mietitty kahta vaihtoehtoa: Kapulin teollisuusalueelle vievään linjaan tehtävällä yhdysputkella tai Mäntymäentien ja Säälinkäntien sillan kautta. Kapulista tulevan linjan ja Ruusutarhojen verkon väliin tulisi rakentaa noin 1000 m mittainen siirtolinja, josta 750 m matkalla sijaitsee tällä hetkellä peltoa ja 250 m nykyisiä teitä. Jälkimmäisessä ratkaisussa kaukolämpöputkea tulisi myös rakentaa noin 1000 m ja matkalla tulisi ylittää Säälinkäntien siltaa pitkin moottoritie sekä rautatie. Tällöin putket tulisi rakentaa kulkemaan sillan rakenteissa, mikä vaikuttaa rakentamisen kustannuksiin huomattavasti. Suunnitellut reitit on esitetty kuvassa 7.



Kuva 7. Kaksi mahdollista reittiä Ruusutarhojen ja Keskustan verkkojen yhdistämiseksi. Punaisella on merkattu mahdollinen liityntäpiste Ruusutarhojen verkossa ja sinisellä Keskustan verkossa.

Diplomityössään Juha Pero laski karkean kustannusarvion verkkojen yhdistämiselle Kapulista junaradan viertä kulkevalle linjalle vuoden 2014 arvonnäisäverottomilla keskimääräisillä rakentamiskustannuksilla nimelliseltä sisähalkaisijaltaan 150 mm olevalle DN150 -kaukolämpöputkelle. Keskimääräinen rakennuskustannus kiinnivaahdotetulle DN150 yksiputkiselle kaukolämpöjohtolle vuonna 2014 oli 289 €/m vaihteluvälin ollessa 191 - 549 €/m. Keskimääräisellä hinnalla laskettuna junaradan viertä seuraavan kaukolämpölinjan rakennuskustannukseksi työssä laskettiin 430 000 €. (Pero 2016.)

Peron esittämistä vaihtoehdoista Kapulin teollisuusalueelta tulevan linjan tekemistä tukee Kapulissa sijaitseva LTO-laitos, jonka kapasiteetti riittäisi kesäaikana nykyistä kesäku-

tusta suurempaan tuotantoon. Vaihtoehtoisen reitin rakennuskustannusten voidaan olettaa olevan korkeammat tiealueella tapahtuvan rakentamisen ja siltarakenteisiin rakennettavan kaukolämpöputken haasteellisuudesta johtuen.

Lämmöntuotanto voisi olla kannattava lämpöpumpuilla myös paikallisesti Ruusutarhojen verkossa, jolloin yhdysputkea Kapulista ei rakennettaisi. Jos lämpöpumpuilla haluttaisiin tuottaa 0,4 MW lämpöteho, alueelta olisi saatava tasainen, 20 - 30 °C lämpöinen, noin 0,3 MW tehoinen lämpövirta.

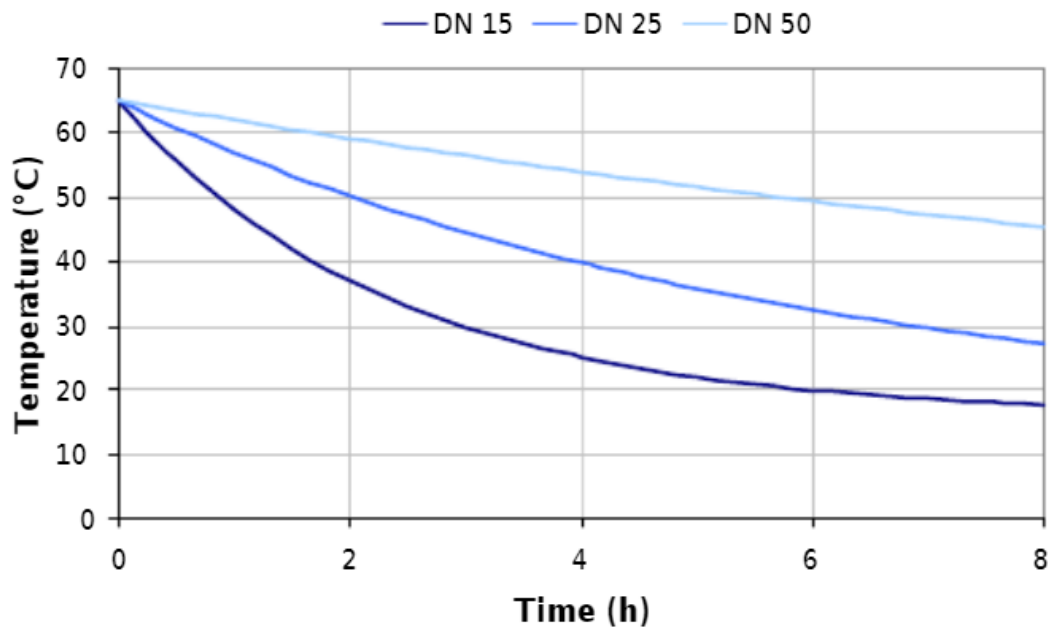
Ruusutarhojen verkon suurin haaste on verkon pieni lämpötiheys, joka on koko verkon osalta vain 0,29 MWh/m. Ruusutarhojen lämpökeskus sijaitsee varsin keskeisellä paikalla verkkoa, joka haarautuu itään ja etelään suuntautuviin haaroihin. Etelähaaran kaukaisimmalle asiakkaalle matkaa kertyy noin 1,6 km ja itähaaran kaukaisimmalle asiakkaalle noin 1,1 km.

Ruusutarhojen verkon eteläisen haaran pään asiakkaat ovat rivitaloyhtiöitä, joiden tasainen lämmönkulutus pitää haaran virtauksen tasaisena sekä kiinteistölle saapuvan kaukolämpöveden menolämpötilan tasaisena myös lämmityskauden ulkopuolella.

Verkon pohjoisosan asiakaskunta koostuu yksinomaan nykyaikaisista lämmönkulutukseltaan vähäisistä pientaloista, jotka jakautuvat kahteen erilliseen kaukolämpöalueeseen: pohjoishaaran alkupäässä olevaan kahdesta renkaasta koostuvaan alueeseen sekä haaran päässä olevaan 13 talon hajanaiseen ryhmään. Kiinteistöjen pieni koko aiheuttaa menoveden suuren jäähtymisen haaran kaukaisimpiin asuntoihin menevissä kaukolämpöjohdoissa, joissa vesivirtaus on pienen kulutuksen johdosta erittäin vähäinen.

Verkon pohjoisosa koostuu kahdesta asuinaluekeskittymästä, joiden lämmöntarve on pieni: vuonna 2017 yhteensä 480 MWh, mikä tarkoittaa linjan putkipituutta kohti laskettuna energiatihytenä noin 0,15 MWh/m. Alueiden lämmönjakelun kannalta oleellista olisi pitää putkilinjan pituudet mahdollisimman pieninä ja lämmöntuotanto mahdollisimman lähellä kulutusta. Eteläisen haaran lämmönkulutus vuonna 2017 oli 1250 MWh ja putkipituutta kohti laskettu energiatiheys 0,5 MWh/m, joka on myös varsin matala, mutta kuitenkin haaran käyttö on toteutettavissa taloudellisesti kannattavasti.

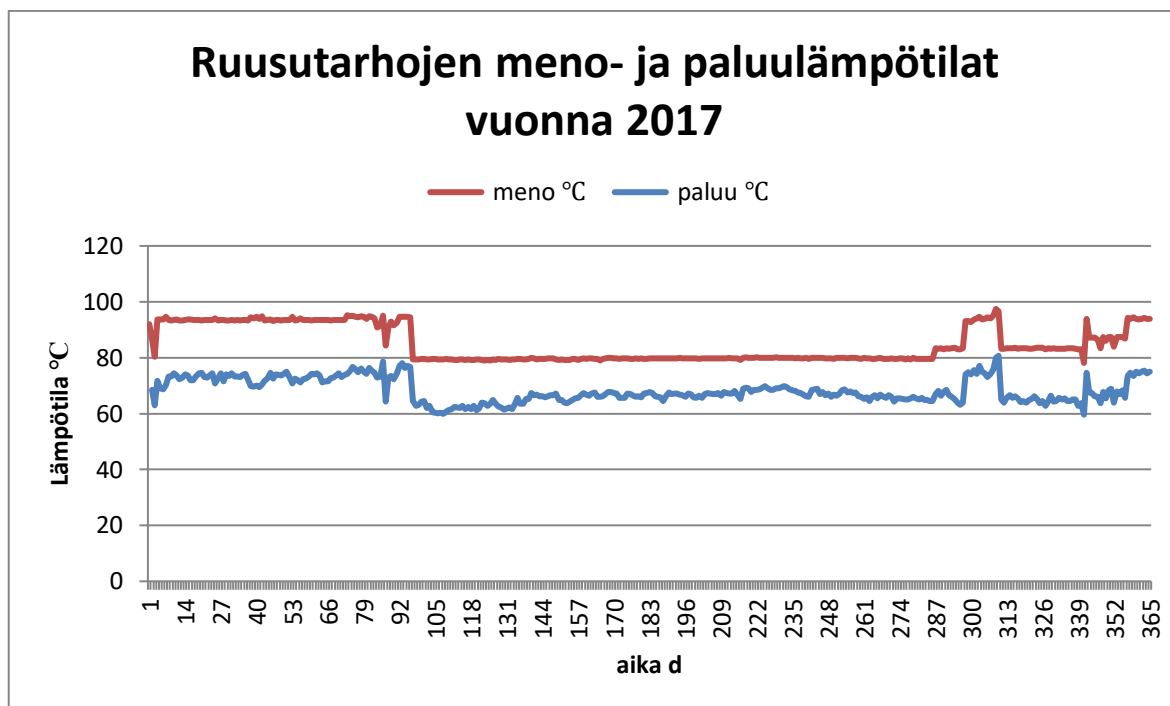
Pienen virtauksen aiheuttamaa menolämpötilan putoamista havainnollistaa hyvin kuvan 8 graafi, jossa on esitetty yksinkertaistettuna veden jäähtymistä kolmessa erikokoisessa kaukolämpöputkessa, kun kulutusta ei ole ja vesi pysyy liikkumattomana putkessa. Tämä asettaa haasteita, kun asiakkaalle on rakennettu pitkä kiinteistökohtainen liityntälinja, jossa vesi saattaa seistä varsinkin kesällä useita tunteja paikallaan. Tällöin käyttöveden lämmittämiseksi on juoksutettava vettä, kunnes kaukolämpöpiirin vesi lämpiää ja kykenee lämmittämään käyttöveden haluttuun lämpötilaan.



Kuva 8. Lämpötilan putoaminen erikokoisissa menoputkissa, kun virtaus on pysähtynyt. Maaperän häiriötömäksi lämpötilaksi oletetaan 5 °C ja paluulinjan lämpötilaksi 30 °C. (Rämä & Sipilä 2010)

Riittävän menolämpötilan ylläpitämiseksi verkon runkolinjojen päissä, joissa ei ole kulu- tusta, on rakennettu kaukolämpöveden kierrätyksiä, joissa meno- ja paluulinjat on yhdistet- ty ohuella DN20 -kokoisella putkella. Nämä kierrätykset nostavat paluulinjan lämpötilaa kasvattaen lämpöhäviöitä ja heikentäen verkon hyötysuhdetta merkittävästi. Kiinteiden kierrätysten poistaminen tai korvaaminen lämpötilaohjattuihin venttiileihin olisi todennä- köisesti taloudellisesti kannattavaa. Termostaattiventtiilin takaisinmaksuajaksi on laskettu olevan alle kaksi kuukautta, kun sillä korvataan kesäkiertoventtiilinä käytetty käsiventtiili (Herbert 1995). Kiinteitä kierrätyksiä on Ruusutarhojen pohjoisessa haarassa kaksi ja yh- teen haaran päätyasuntoon on tehty kierrätystä varten säätöventtiili. Eteläisen haaran pääs- sä on yksi kiinteä kierrätys. Arvioiden mukaan 10 - 20 % tavallisten verkkojen kokonais- virtauksesta johtuu kierrätyksistä, joten kierrätykset ovat merkittävä ongelma, joka neljän- nen sukupolven kaukolämpöverkoissa tulisi ratkaista (Averfalk & Werner 2017).

Kuvassa 9 on havainnollistettu kierrätysten aiheuttama verkon erittäin heikko jäähtymä. Kierrätysten takia Ruusutarhojen verkon jäähtymä on vain 15 - 20 °C.



Kuva 9. Ruusutarhojen meno- ja paluulämpötilat vuonna 2017 lämpökeskuksella

Jo nykyisessä verkossa tulisi päästä eroon kiinteistä kierrätyksistä sekä verkon käyttämättömistä osista ja asentaa kierrätykset tarpeen mukaan asiakkaiden lämmönjakohuoneisiin, jolloin etäohjattavilla lämpötilasäätöisillä venttiileillä saataisiin pidettyä vaadittava lämpötila putkistossa, mutta kierrätyksen määrä olisi seurattavissa ja hallittavissa. Verkostomallinnuksen avulla kierrätysten tarpeellisuutta voidaan arvioida ja mahdollisten muutosten suunnittelu helpottuu huomattavasti. Mallinnuksen avulla voidaan selvittää millaisella ulkolämpötilasta riippuvalla säätökäyrällä lämpökeskusta voisi ohjata, jolloin tarpeettoman korkeilta menolämpötiloilta voidaan välttyä.

4 Kaksisuuntainen kaukolämpöverkko

Kaukolämpöliiketoiminta on perinteisesti järjestetty niin, että kaukolämpöverkon omistaja sekä tuottaa että myy lämmön asiakkailleen. Lämpöä on toki voitu ostaa verkkoon ulkopuolisilta tahoilta, esimerkiksi omaan käyttöönsä lämpöä tuottavalta teollisuuslaitokselta, mutta asiakkaat ovat lähtökohtaisesti olleet vain lämmön ostajia.

Kaksisuuntainen kaukolämpö voidaan määritellä usealla eri tavalla: Kaksisuuntainen asiakas voisi sekä ostaa kaukolämpöä että myydä tuottamaansa ylijäämälämpöä takaisin verkkoon. Kaksisuuntaisessa verkossa kaukolämpöyhtiöstä erillinen tuottaja voisi tuottaa lämpöä ja myydä sitä joko verkkoon tai suoraan asiakkaalle, jolloin verkkoyhtiö laskuttaisi vain lämmön siirtämisestä, kuten sähköverkkoyhtiöiden kanssa nykyään toimitaan. Verkon vapauttamisen kilpailulle voi siten toteuttaa monella tavalla ja eri asteilla. (Pöyry 2016.)

Euroopan Unionissa sähkökauppa on jo vapautettu kilpailulle ja verkkoyhtiöiden tehtävä on vastata verkkonsa riittävästä ylläpidosta. Sähkökauppaa käydään yhteisillä alueellisilla markkinoilla, Pohjoismaissa osakeyhtiömuotoisessa *Nord Pool* -sähköpörssissä, jossa yritykset voivat ostaa ja myydä sähköä keskenään. Yksityisellä asiakkaalla on mahdollisuus valita yhtiö, jolta sähköä ostaa ja osa yhtiöistä ostaa myös asiakkaidensa tuottamaa sähköä. Asiakkaan alueella toimiva sähköverkkoyhtiö veloittaa asiakkaalta sähkönsiirrosta hinnan oman sähköverkkonsa ylläpitokustannuksien ja lainsäätäjän määrittämän sallitun tuottotason mukaan.

Tällaista kaksisuuntaisen kaupankäynnin toteuttamista on pyritty kehittämään myös kaukolämpötoimintaan ja tässä luvussa pyritään selvittämään syitä ja taustaa sekä teknisiä vaatimuksia ja toteutuksessa olevia projekteja kaksisuuntaisen kaukolämmön osalta

4.1 Tarve lämpökaupan kaksisuuntaisuuteen

Kiinnostus kaksisuuntaiseen kaukolämpökauppaan on voi johtua useista erilaisista syistä. Kaukolämpöyhtiöillä voi olla kaksisuuntaisen kaukolämmön osalta sisäisiä ja ulkoisia syitä kaksisuuntaisen kaukolämmön kehitystyölle ja tutkimukselle. Näiden syiden kautta yhtiöitä voisi kuvata reaktiivisina ja proaktiivisina. Reaktiivinen yhtiö pyrkii reagoimaan ulkoisiin muutoksiin ja olosuhteisiin, kun taas proaktiivinen yhtiö pyrkii ennakoimaan muutoksia ja toimii aloitteellisesti vaikuttaen muutosten suuntaan ja laatuun.

Yhtenä ulkoisena vaikuttimena kaksisuuntaisen kaukolämmön kehitykseen voi nähdä kiinnostuksen lämpökaupan vapauttamiseen sähkökaupan tapaiselle vapaalle kilpailulle, jossa verkkoyhtiö keskittyy hallinnoimaan ja ylläpitämään verkostoinfrastruktuuriaan. Hajaautetun lämmöntuotannon ja hybridilämmityksen lisääntyessä kiinnostus ylijäämälämmön myymiseen lisääntyy ja olemassa olevat kaukolämpöverkot toimitusvälineinä tämän kaupankäynnin mahdollistajina. (Brand et al. 2014, Gaia Consulting 2014.)

Näyttää todennäköiseltä, että kaksisuuntainen kaukolämpöasiakas ilmaantuu kaukolämpöverkkojen piiriin hybridiasiakkaiden joukosta. Hybridiasiakkailta tarkoitetaan kaukolämpöasiakasta, jolla on käytössään kaukolämmön lisäksi yksi tai useampi lämmitysmuoto, esimerkiksi aurinko- tai maalämpö. Sähkökaupan tavoin kansainvälisissä tutkimuksissa kaksisuuntaisesta asiakkaasta käytetään termiä *prosumer*, joka on johdettu kuluttajaa tarkoittavasta sanasta *consumer* ja tuottajaa tarkoittavasta sanasta *producer*.

Kaksisuuntainen asiakas sekä käyttää että tuottaa lämpöä pientuotantona itse ja haluaa myydä ylijäämälämmön kaukolämpöverkon kautta muille asiakkaille tai kaukolämpöyhtiölle. Hajautetun lämmöntuotannon avulla pienet hiilidioksidipäästöt omaavat tuotantomuodot voisivat korvata esimerkiksi kaukolämpöyhtiöiden kalliimpia ja suurempia päästöjä aiheuttavia huipputehon tuotantomuotoja. Kaksisuuntaisen lämpökaupan mahdollistamiseksi yhtiöiden on luotava taloudelliset mallit ja pelisäännöt, joilla asiakkaat voivat sitoutua lämpökauppaan. (Paiho & Reda 2016.)

EU:n ilmastotyössä pyritään tällaisen vähäpäästöisen energiantuotannon tukemiseen. Euroopan Unionin komissio esitti Talvipaketiksi nimettyyn kokonaisuuteen kuuluvassa uusiutuvan energian direktiivin uudelleentarkastelussa, että jäsenvaltiot määrättäisiin tarvittavan sääntelyn avulla varmistamaan uusiutuvan energian ja hukkalämpöjen diskriminoimattoman pääsyn kaukolämpö- ja kaukokylmäverkkoihin. Verkon haltija saisi kieltäytyä tästä tarjotusta uusiutuvasta energiasta tai hukkalämmöstä vain, jos verkon kapasiteetti ei riittäisi vastaanottamaan uutta tehoa nykyisen uusiutuvan energian, hukkalämmön tai korkeahyötysuhteisen sähkön ja lämmön yhteistuotannon täyttäessä kuormatarpeen. (Euroopan Unioni 2016.)

Kaukolämpöyhtiöiden sisäisinä vaikutteina voisi nähdä halun parantaa lämmöntuotannon taloudellisuutta, pienentää toiminnan ympäristövaikutuksia ja parantaa kaukolämpötoiminnanmainetta ja brändiä.

Kaksisuuntaisella kaukolämpökaupalla yhtiöt voisivat saada osan tuotannostaan korvattua asiakkailtaan yhtiön oman tuotannon marginaalikustannuksia halvemmalla ostetulla ylijäämälämmöllä. Kaukolämpöyhtiö nähdään usein paikallisena monopolina ja kaksisuuntaisen lämpökaupan avulla tätä näkemystä voitaisiin liennyttää ottamalla halukkaat asiakkaat mukaan toimintaan myös aktiivisena osapuolena eikä vain kuluttajana. Varsinkin maalämpöpumppujen lisääntyminen mahdollistaa ylimääräisen lämmön tuottamisen kaukolämpöasiakkaiden puolella ja saattaisi näin hyödyttää sekä asiakasta että kaukolämpöyhtiötä. Asiakkailta tai ulkopuoliselta tuottajalta ostettu uusiutuva kaukolämpö voisi auttaa laskemaan kaukolämpöyhtiön hiilidioksidipäästöjä ja varsinkin ison yhtiön tapauksessa pienentää päästökaupan aiheuttamia kustannuksia.

Kaksisuuntaista kaukolämpökauppaa voidaan myös hyödyntää teollisuuden investointien houkuttelemiseksi kaukolämpöyhtiön toiminta-alueelle. Esimerkiksi datakeskusinvestoinneissa mahdollisuus myydä hukkalämpöä kaukolämpöverkkoon kiinnostaa varmasti datakeskusta perustavaa yhtiötä ja voi vaikuttaa investoinnin sijoittumiseen.

4.2 Lainsäädäntö

Kaksisuuntaisella kaukolämpökaupalla voi olla vaikutusta kaukolämpötoimintaa sääteliin lakeihin ja säännöstöön varsinkin, jos Euroopan Unionin esitys direktiiviudistuksesta hyväksytään. Tässä kappaleessa käydään läpi Euroopan Unionin direktiivien ja Suomen nykyisen lainsäädännön vaikutuksia lämmön myyntiin sekä lämmöntuotantoon.

4.2.1 Lainsäädäntö lämmön myynnistä

Suomen energia-alan yritysten etujärjestönä toimiva Energiateollisuus ry:n mukaan lämmitysmarkkinat ovat Suomessa ”säätelämättömät ja kilpaillut”. Säätelämättömyydellä tar-

koitetaan, ettei Suomessa ole lainsäädäntöä, joka kohdistuisi juurikin lämmitykseen, lämmitystavan valintaan tai hinnoitteluun. Energiateollisuus kertoo viranomaisten nojaavan yleiseen kuluttajasuoja-, kilpailu- ja energiatehokkuuslainsäädäntöön tilanteissa, joissa kaukolämpötoiminnassa havaittaisiin toimivan kilpailun tai asiakkaiden hyvän kohtelun vastaista toimintaa. Kilpaillulla lämpömarkkinalla tarkoitetaan asiakkaiden lähtökohtaista vapautta valita kiinteistönsä lämmitysmuoto. (Energiateollisuus 2018a.)

Suomessa kaukolämpöyhtiöiden on kuitenkin katsottu käyttävän määräävää markkina-asemaa. Tämän aseman väärinkäyttö, joka voidaan jakaa markkinavoiman hyväksikäyttöön ja kilpailunvastaiseen markkinoiden sulkemiseen, on kielletty. Markkinavoiman hyväksikäytöksi voidaan katsoa esimerkiksi kohtuuttoman korkea hinnoittelu ja hintasyrjintä. Kilpailunvastaiseen markkinoiden sulkemiseen lukeutuvat esimerkiksi kilpailua rajoittavat alennuskäytännöt, tuotteiden tai palvelujen sitominen paketiiksi kilpailua rajoittavasti ja liikesuhteesta pidättäytyminen ilman asiallista syytä. (Asianajotoimisto Krogerus Oy 2014.)

Kilpailu- ja kuluttajavirasto on tehnyt selvityksiä kaukolämpöalan toiminnasta ja hinnoittelun toimivuudesta, eikä vuosina 2009 - 2011 tehdyissä selvityksissä havaittu puuttumiskynnyksen ylittäviä hinnoittelutapauksia. Selvitysten tulokset ovat antaneet viitteitä kaukolämpömarkkinoiden kehityksessä olevan sääntelyä puoltavia piirteitä, mutta kilpailu- ja kuluttajavirasto ei ole nähnyt alan erillissääntelyä tarkoituksenmukaiseksi. (Karjanlahti 2012.)

Euroopan komissiolta on tullut vuonna 2010 energiatehokkuusdirektiivi, jossa vaaditaan jäsenvaltioita siirtymään energiatehokkaampaan rakentamiseen. Vuoden 2018 jälkeen valmistuvien virastojen ja julkisten rakennusten ja vuoden 2020 jälkeen kaikkien valmistuvien rakennusten tulisi olla lähes nollaenergiataloja. Lähes nollaenergiatalot voidaan nähdä välitavoitteena ennen kuin teknillistaloudellisesti on järkevää alkaa siirtyä varsinaisten nollaenergiatalojen laajamittaiseen rakentamiseen. Lähes nollaenergiatalolle ei EU:n tasolta ole määritelty yksiselitteisiä vaatimuksia vaan vastuu määrittelystä on annettu kansalliselle tasolle, jolloin voidaan ottaa huomioon maantieteelliset lähtökohdat kiinteistöjen rakentamisessa ja hoitamisessa. Energiatehokkuusdirektiivin mukaan lähes nollaenergiatalo on rakennus, jolla on erittäin korkea energiankäytön hyötysuhde sekä pieni energiankulutus. Merkittävä osuus energiankulutuksesta tulee tuottaa uusiutuvilla energiantuotantomuodoilla joko rakennuksen yhteydessä tai sen läheisyydessä. (Euroopan Unioni 2010.)

Lähes nollaenergiatalojen rakentaminen tulee vaikuttamaan kaukolämpöyhtiöiden toimintaan verkkoon liittyvien uudisrakennusten aiempaa pienempänä lämmönkulutuksena ja erilaisina hybridiasiakkaina. Hybridiasiakkaalla kaukolämpö toimii huipputehona ja varatehona tilanteissa, joissa esimerkiksi asiakkaan oma lämmöntuotanto ei tuota riittävästi tai ollenkaan lämpöä. Tämä aiheuttaa kaukolämpöyhtiölle tilanteen, jossa asiakas ei osta lämpöä kuin huipputuotannon aikaan, jolloin lämmön tuotantokustannukset ovat kaukolämpöyhtiölle kalliit, mutta riittävän tehon toimittamisesta on vastattava kaikissa tilanteissa. Kaukolämpöyhtiöiden on varauduttava hybridiasiakkaisiin uudentyyppisillä palvelumuodoilla, joissa hybridiasiakkaan kulutusprofiili otetaan huomioon.

4.2.2 Lainsäädäntö lämmöntuotannossa

Energiantuotannon osalta lainsäädäntö pyrkii luomaan painetta tuotannon päästöjen vähentämiseksi uusiutuvan energian käyttöä lisäämällä, energiatehokkuutta parantamalla ja pääs-

töjen kustannusten kasvattamisella. Toimintaa ohjaavat Suomen lainsäädäntö, jota ohjaavat Euroopan Unioni sekä kansainväliset ilmasto- ja ympäristösopimukset. Käytännössä ohjaus näkyy energiayhtiölle päästömaksuina, fossiilisten polttoaineiden valmisteveroina ja huoltovarmuusmaksuina sekä uusiutuvan energiantuotannon tukina.

Euroopan Unionin 20-20-20 –ilmastotavoitteet tarkoittavat 20 % päästövähennyksiä vuoden 1990 tasosta, uusiutuvan energialähteiden 20 % osuutta kokonaistuotannosta sekä energiatehokkuuden parantamista 20 % vuoteen 2020 mennessä. Lokakuussa 2014 Eurooppa-neuvosto päätti 2030 ilmasto- ja energiapaketista, joka on jatkoa vuoden 2020 ilmasto- ja energiatavoitteille. Vuoteen 2030 mennessä kasvihuonepäästöjä tulisi pienentää vähintään 40 % vuoden 1990 tasosta, uusiutuvan energian osuus energian kokonaistuotannosta pitäisi olla EU-tasolla 27 % ja energiatehokkuuden parantamiselle asetettiin 27 % ohjeellinen tavoite. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2017.)

Työ- ja elinkeinoministeriö myöntää vuosittain investointitukia uusiutuvan energian ja uuden energiateknologian investointeihin sekä tuotantotukea uusiutuvilla energialähteillä tuotetulle sähkölle. Esimerkiksi metsähakkeella tuotettua sähköä tuetaan tuotantotuella, jolla metsähakkeen kilpailukykyä turveta vastaan pyritään parantamaan. Vuodesta 2019 alkaen tuki laskee siten, että jaettava tuki on 60 % täydestä tuesta, jos metsähake on tuotettu teollisuuden raaka-aineeksi kelpaavasta tukki- ja kuitupuusta.

Päästökaupan piirissä ovat yli 20 MW lämpötehoiset laitokset sekä samaan kaukolämpöverkkoon kytketyt pienemmät laitokset (Päästökauppalaki (311/2011)).

Päästökaupan vaikutukset hiilidioksidipäästöjen syntyyn ovat olleet varsin rajallisia päästöjen edullisen hinnan ja ilmaiseksi jaettujen päästöoikeuksien vuoksi. Nykyisellä eli kolmannella, vuosille 2013 – 2020, ajoittuvalle päästökauppakaudella lämmöntuotantoon on voinut saada ilmaisia päästöoikeuksia, mutta ilmaiseksi jaettavien päästöoikeuksien määrää vähennetään lineaarisesti päästökaupan vaikutusten kasvattamiseksi. (Energiavirasto 2018b.)

Nivos Energia Oy:llä ei ole 20 MW tehorajan ylittäviä laitoksia, joten sen laitokset eivät ole tällä hetkellä päästökaupan piirissä. Jos yhtiö perustaisi tehorajan ylittävän laitoksen, sen olisi haettava uudelle laitokselleen Energiavirastolta päästölupa, toimitettava Energiavirastolle vuosittaiset päästöselvitykset laitoksensa hiilidioksidipäästöistä ja otettava päästökaupan aiheuttamat kustannukset huomioon tuotannossaan.

Vaikka lämpöteholtaan alle 20 MW laitokset eivät kuulu päästökaupan piiriin, niitä koskee valtioneuvoston asetus polttoaineteholtaan alle 50 megawatin energiantuotantoyksiköiden ympäristösuojeluvaatimuksista. Asetus velvoittaa mittaamaan energiantuotantoyksiköiden päästöjä ja vaatii alittamaan tietyt laitoskoosta riippuvat päästöraajat rikkidioksidi-, typenoksidi- ja hiukkaspäästöille. Asetus koskee energiantuotantoyksiköitä, eli kattilaa, kaasuturbiinia tai polttomoottoria, jonka teho on vähintään 5 – 50 MW ja yksiköitä joiden teho on 1-5 MW ja samalla laitosalueella olevien yksiköiden polttoaineteho on yhteensä yli 5 MW tai jos energiantuotantoyksikkö on muutoin osa ympäristöluvanvaraista toimintaa. (Oikeusministeriö 2013, 1§.)

4.3 Tekniset vaatimukset

Kaksisuuntainen lämpökauppa vaatii kaukolämpöyhtiön ja asiakkaan yhteistyön lisäksi tekniikkaa, johon investoiminen voi pienillä asiakkailta olla saavutettuihin hyötyihin näh-

den liian suuri. Perinteisen verkon menolämpötila on liian korkea maalämpöpumpuille, eli nykytilanteessa käytännössä vain teollisuusasiakas tuottaa sen mittaluokan hukkalämpövirtoja, että asiakkaan tai kaukolämpöyhtiön on kannattava investoida lämmön talteenottolaitokseen, jolla kaukolämpöverkkoon tuotettaisiin lämpöä.

Yksi mahdollisuus nykyisille kaukolämpöyhtiöille kaksisuuntaisen kaupan toteuttamiseen on asiakkaan tuottaman ylijäämälämmön ostaminen kaukolämmön paluulinjaan. Näin tekee ainakin Fortum Värme Tukholman kaukolämpöverkossaan yhtenä osana Öppenfjärrvärme (avoin kaukolämpö) -palveluaan. Käytännössä ostetulla lämmöllä esilämmitetään kaukolämpövettä ennen sen toimittamista lämpölaitokselle. Koska hukkalämmön myyminen paluulämpöön ei tuota menolämpötilaan yltävää kaukolämpövettä, maksetaan paluulinjaan myydystä lämmöstä vähemmän kuin varsinaisesta kaukolämmön tuottamisesta. (Fortum 2018a.) Paluulinjan virtaa lämmittämällä voidaan vähentää tarvittavan polttoaineen määrää lämpölaitoksella, mutta tämä saattaa heikentää laitoksen hyötysuhdetta oman esilämmityksen heikentyessä, jolloin saavutettu hyöty voi mitätöityä.

Kaukokylmäverkon omaavat kaukolämpöyhtiöt voivat ostaa hukkalämpöä kaukojäähdytyksen paluuveteen, mutta tällaisten yhtiöiden myymä tuote on lämmön poistaminen kohteesta, jolloin asiakas maksaa hukkalämpönsä poistamisesta. Joissain tilanteissa kaukolämpöyhtiö ja hukkalämmöntuottaja voivat päätyä tilanteeseen, jossa molemmille kannattavinta on hukkalämmön myyminen kaukolämpöyhtiölle. Kaukokylmä tehdään lämpöpumpuilla, joilla kaukokylmän paluuedestä lämpö voidaan siirtää esimerkiksi kaukolämmöksi. Näin toimii esimerkiksi Helen Oy:n omistama Katri Valan lämpöpumppulaitos (Helen 2018).

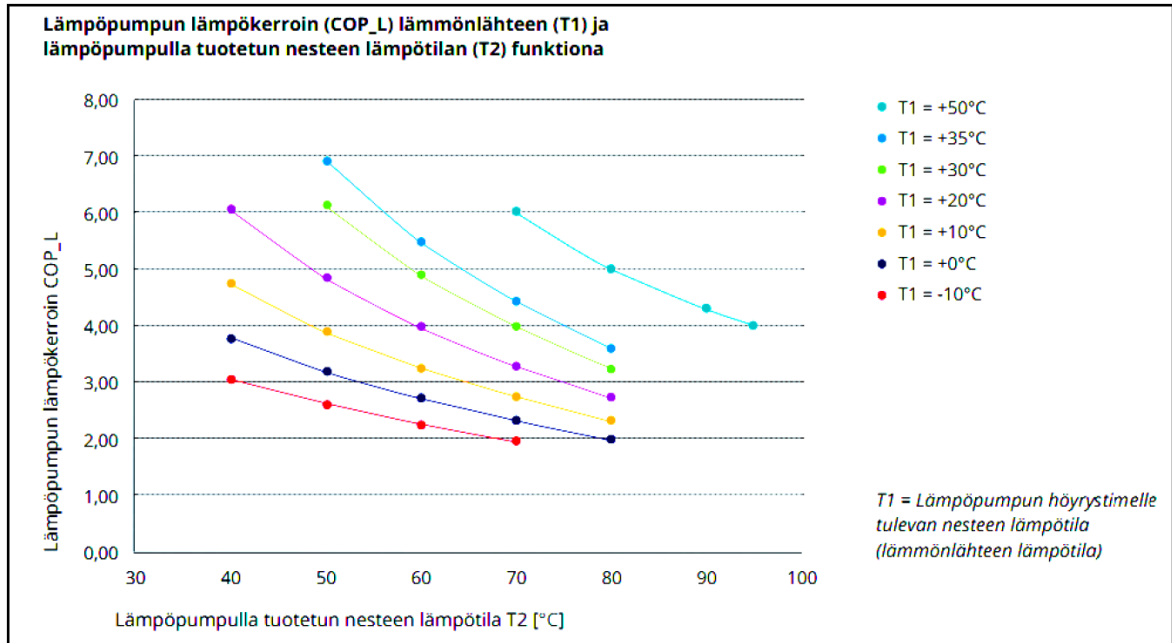
Matalalämpöverkon avulla matalalämpöisillä ylijäämälämmöillä voisi lämmittää kaukolämpövettä perinteistä verkkoa kohtuullisemmin kustannuksin. Kaukolämpöyhtiön on luotava asiakkaiden suhteen syrjimätön malli, jossa joko kaksisuuntainen asiakas tai lämpöyhtiö investoi vaadittavaan laitteistoon, joka kykenee syöttämään lämpöä kaukolämpöverkkoon. Ylijäämälämmön määrän tulisi todennäköisesti olla verrattain suuri, että investointi maksaa itsensä takaisin, joten siirtymävaiheessa matalalämpöverkkoihin potentiaalisia lämmöntarjoajia olisivat runsaasti jäähdytystä vaativat kohteet, kuten esimerkiksi datakeskukset tai lukuisia kylmälaitteita käyttävät myymälät ja kylmävarastot.

Lämmön siirtämisen verkkoon lisäksi on toteutettava ohjausjärjestelmä, jolla hallitaan verkkoon tuotetun lämmön määrää niin, että lämpöä tuotetaan vain todelliseen tarpeeseen ja tuotantomuotoja optimoidaan esimerkiksi kustannusten tai tuotettujen päästöjen mukaan.

Jos kaksisuuntaisia asiakkaita olisi useita ja verkkoon syötetyn hukkalämmön määrä merkittävä suhteessa verkon kokonaistehoon, täytyisi kaukolämpöyhtiön ottaa käyttöön jonkinlainen yhteistyöalusta, jolla asiakkaiden tuottamaa lämpötehoa voisi ohjata tarpeen mukaan. Fortum Värme on luonut kauppa-alustan, jonka avulla se ilmoittaa asiakkaille lämmöstä seuraavana päivänä tunneittain tarjottavan hinnan ja asiakkaat voivat ilmoittaa tuottamansa tai myyntiin tarjoamansa lämmön määrän ja myyntipäätöksestään kaukolämpöyhtiölle (Fortum 2018a). Asiakkaiden yhdenvertaisen kohtelun ostetun lämmön hinnoittelun tulee olla läpinäkyvää ja tasapuolista.

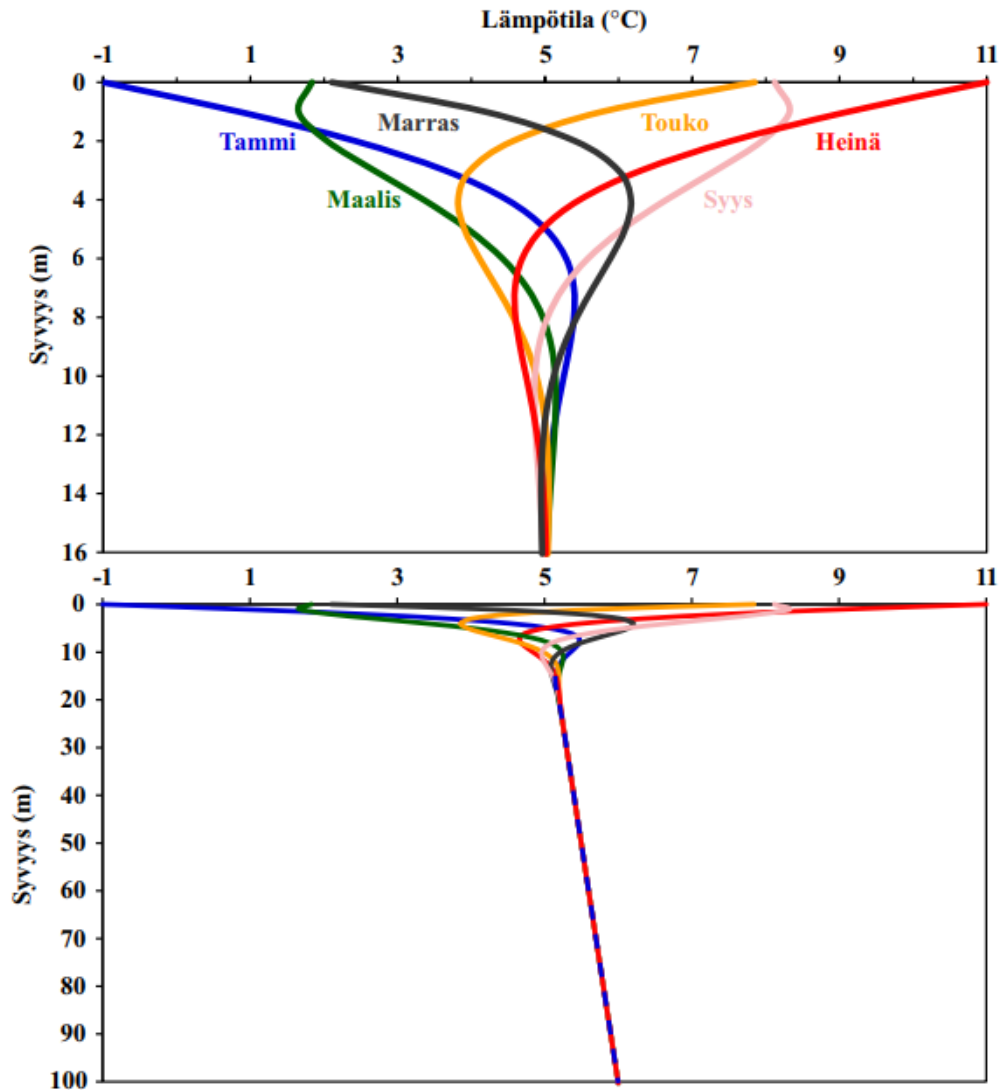
Jotta kaksisuuntainen kaukolämpö olisi taloudellisesti kannattavaa maalämpöpumpputekniikalla, kaukolämpöverkkoon syötettävän lämmön tulee olla perinteisen kaukolämpöver-

kon menolämpötilaa alhaisempi lämpöpumpun riittävän hyvän lämpökertoimien saavuttamiseksi. Lämpöpumppujen COP -arvot vaihtelevat valmistajien ja mallien sekä käytetystä lämmönsiirtoaineen mukaan. Valmistajat ilmoittavat lämpöpumppujensa COP -arvot ennalta määrätyissä käyttölämpötiloissa, sillä COP -arvo riippuu voimakkaasti höyrystimen ja lauhduttimen välisestä lämpötilaerosta. Kuvassa 10 on esitettyä yhden lämpöpumpun COP -arvoja erilaisilla höyrystimelle tulevan nesteen lämpötiloilla ja tuotetun lämmön lämpötiloilla.



Kuva 10. Yksittäisen lämpöpumpun lämpökertoimien arvoja höyrystimelle tulevan nesteen ja lämpöpumpulla tuotetun nesteen lämpötilan funktiona. (Pero 2016)

Maalämpöpumppujen höyrystimelle tulevan nesteen lämpötila on varsin alhainen ja kuvas-
sa 11 on esitettyä maaperän pintakerroksen lämpötila eri kuukausina ja lämpötilagradientti kaivauduttaessa yli 20 m syvyydelle.



Kuva 11. Ylemmässä kuvassa esitettynä häiriintymättömän maan lämpötilan vaihtelu vuodenaikojen mukaan lähellä maan pintaa, kun vuotuinen keskilämpötila maan pinnalla on 5 °C. Alemmassa kuvassa maan lämpötila näkyy, miten lämpötila muuttuu pelkän syvyyden mukaan. (Leppäharju 2008)

Jos kuvan perusteella oletetaan maalämpökaivosta saatavan veden lämpötilan olevan keskimäärin 5 °C, tämä tarkoittaa, että lämpöpumpun höyrystimen ja lauhduttimen lämpötilaero on yli 65 °C, kun halutaan tuottaa lämpöä perinteiseen kaukolämpöverkkoon. Kuvassa 10 esitetyn lämpöpumpun COP -käyrästön mukaan maalämpöpumpun COP -arvo asettuisi noin 2,5:een, kun laitteella tuotettaisiin 70 °C lämpöistä kaukolämpöä.

Lämpöyhtiön on määriteltävä vaadittu lämpötilataso asiakkaalla tuotetulle kaukolämmölle niin, että verkon lämpötila pysyy suunnitellulla ja asiakkaille riittävällä tasolla. Jos vaadituksi lämpötilatasoksi asettuu 70 °C lämpötila, olisi lämpöpumpulle tulevan ylijäämälämpövirran oltava 20 - 30 °C lämpötilassa, että lämpöpumpun saavuttaisi COP -arvon 3 - 4 kuvan 10 käyrästöä vastaavalla lämpöpumpulla.

Maalämpöpumpun tapauksessa kaksisuuntaisen asiakkaan tulee huomioida myös maalämpökaivon tai kaivojen mitoitus. Jos maasta otettu lämpöteho on liian suuri suhteessa ympäristöstä lämpökaivoihin välittyvään lämpöön, lämpökaivo jäähtyy heikentäen tai jopa jää-

tyy vioittaen lämmönkeruujärjestelmää. Lämpökaivoja ei saa myöskään porata liian lähelle toisiaan, jotta lämpökaivot eivät heikennä toistensa toimintaa laskemalla niitä ympäröivän maaperän lämpötilaa liikaa. (Kilpijärvi 2015.)

4.4 Käynnissä olevia hankkeita

Kaksisuuntaisen kaukolämpöverkon sisältäviä hankkeita on muutamia, joista pisimmällä lienee Fortum Värmen Tukholmassa käyttöönotettava avoin kaukolämpö -konsepti, joka ollaan ottamassa käyttöön myös Fortum Oyj:n Suomen verkoissa. Tämän lisäksi Turussa on suunnitteilla kaksisuuntainen matalalämpöverkko uudelle asuinalueelle ja Tampereella on käynnistynyt pilottikokeilu, jossa kaukolämpöverkkoon kytketty kerrostalo myy tuottamansa ylijäämälämmön paikallisen kaukolämpöyhtiön verkkoon.

Tukholman alueella paikallisen kaukolämpöverkon omistava Fortum Värme on lanseerannut Öppenfjärrvärme (avoin kaukolämpö) –palvelun, jossa halukkailla yrityksillä on mahdollisuus myydä ylijäämä- ja hukkalämpöjään paikalliseen kaukolämpöverkkoon. Fortum julkaisee päivittäin kello 16 internetsivuillaan seuraavana päivänä lämmöstä maksettavan hinnan sekä vaatimukset eri sopimusmuotojen kaukolämmön lämpötilalle ja tuotantokapasiteetille. Nämä tiedot lasketaan seuraavan päivän lämpötilaennusteeseen perustuvalla laskentamallilla. Sopimukset on jaettu jatkuviin kapasiteettimyynteihin ja spottisopimuksiin. Kapasiteettikaupalla tasaista lämpökuormaa tuottava laitos, esimerkiksi datakeskus voi myydä ennalta sovitun lämpövirran kaukolämpöverkkoon 68 °C lämpötilassa. Spottikauppa on jaettu kolmeen eri tuotteeseen: Ulkolämpötilasta riippuva Prima, tasaisessa 68 °C lämpötilassa myytävä Mix ja paluuvirtaan myytävä Return. Prima-tuotteen lämpötilat vaihtelevat ulkolämpötilan mukaan 68 - 103 °C välillä, Mix –tuotteen vaadittu lämpötilataso pysyy samana läpi vuoden ja Return- tuotteen vaatimuksena on vähintään 3 °C verkon paluuvettä korkeampi lämpötila. (Fortum 2018a.) Suomessa toimiva Fortum Oyj ilmoitti maaliskuussa 2018 avaavansa kaukolämpöverkkonsa myös Suomessa puhtaan energian ja ylijäämälämmön tuottajille (Fortum 2018b).

Suomessa kaksisuuntaista verkkoa on suunniteltu Turkuun Skanssin uudelle asuinalueelle. Turun Skanssin alueelle on suunnitteilla uusi asuinalue, jolle on tarkoituksena rakentaa nykyisen kaukolämpöverkon laajennukseksi matalalämpöinen osaverkko, jonka avulla voitaisiin kehittää kaksisuuntaista ja avointa lämpökauppaa. Tällä verkolla mahdollistettaisiin hajautettu lämmön pientuotanto suunnitellulla asuinalueella. Suunniteltu matalalämpöverkko on tarkoitus kytkeä lämmönvaihtimen avulla nykyiseen Turku Energia Oy:n kaukolämpöverkkoon, millä varmistettaisiin lämmöntoimitus matalalämpöverkon asiakkaille kaikissa tilanteissa. (Lyytikäinen 2015, Turku Energia 2018.)

Tampereen sähkölaitoksen kaukolämpöverkkoon kuuluvassa kerrostalossa As Oy Tampereen Pohjolankatu 18-20:ssa on aloitettu kaksisuuntaisen kaukolämmön pilotointi kerrostalon ja kaukolämpöyhtiön yhteistyössä. Kerrostaloon on asennettu viisi maalämpökaivoa, 10 m² aurinkolämpökeräin, poistoilmalämpöpumppu, lämmöntalteenotto jätevedestä sekä huoneistokohtainen jäähdytysjärjestelmä, joista talteen otettu lämpö käytetään kiinteistön lämmitykseen ja ylimääräinen lämpö toimitetaan kaupungin kaukolämpöverkkoon. Kohde on osa Euroopan Unionin rahoittamaa EU-GUGLE –hanketta (*European cities serving as Green Urban Gate towards Leadership in Sustainable Energy*), jossa testataan malleja rakennusten perusparannuksiin kohti nollaenergiatasoa. Kiinteistöön on tehty hankkeen puitteissa kaksi erillistä perusparannusta: vuonna 2014 suoritettiin poistoilmalämpöpumpun ja aurinkolämpökeräimen asennus sekä eristävyyttä parantava ikkunaremontti, joilla

kiinteistön kaukolämmönkulutusta saatiin leikattua noin 60 % ja toinen perusparannus toteutettiin vuonna 2017, jolloin kiinteistöön lisättiin maalämpö, LTO kiinteistön jätevedestä, huoneistokohtainen viilennys sekä kaksisuuntainen kaukolämpö. (EU-GUGLE 2018, Lähienergia 2018.)

5 Matalalämpöverkko

Neljännän sukupolven kaukolämpöverkkojen yksi oleellisimmista ominaisuuksista on perinteisten kolmannen sukupolven kaukolämpöverkkojen menolämpötiloja (75 °C - 115 °C) alemmat menolämpötilat, jotka ovat alle 70 °C (Lund et al. 2014, Rämä et al. 2017). Tällä alhaisemmalla lämpötilatasolla on useita etuja aiempaan verrattuna: aikaisempaa pienemmät verkostohäviöt, uusien tuotantomuotojen mahdollistaminen sekä lämmöntuotannossa saavutettavat entistä suuremmat hyötysuhteet. Hyötysuhteen paraneminen vaikuttaa erityisesti CHP -tuotantoon, jossa kaukolämmön alemman lämpötilan vuoksi höyry voisi paisua turbiinissa entistä matalampaan paineeseen tuottaen entistä enemmän sähköä. Kaukolämpöverkkojen lämpöhäviöt pienenevät ulkolämpötilan ja kaukolämpöveden lämpötilaerojen pienentyessä. Nykyjärjestelmien hyötysuhteiden paranemisen lisäksi matalalämpöverkkojen hyödyt näkyvät uusien tuotantomuotojen mahdollistamisessa: Lämpöpumpuilla, hukkalämmöllä ja esimerkiksi aurinkolämmöllä kyettäisiin tuottamaan kaukolämpöverkkoon riittävän laadukasta lämpöä ilman erillistä lämmön priimaamista eli lämpötilan nostamista.

Kaukolämpöverkon menolämpötilan laskeminen ei ole täysin ongelmattonta, sillä lämpötilan laskiessa vakiovirtauksella verkossa siirtyvä lämpöteho pienenee. Jotta asiakkaat saisivat vaatimansa lämpötehon, kasvattavat asiakaslaitteet vesivirtauksiaan, mikä kasvattaa koko verkon virtausta ja verkon pumppaushäviöitä.

Asiakkaiden lämmitysjärjestelmien mitoitus on myös otettava huomioon niin kylmimpien ulkolämpötilojen vaatiman lämmityksen kuin lämpimän käyttöveden valmistuksen vaatimuksien mukaan.

Tässä luvussa käsitellään matalalämpöverkkojen tuottamia mahdollisuuksia ja tällaisten verkkojen hyödyntämisen teknisiä vaatimuksia verkon sekä asiakaslaitteiden osalta.

5.1 Matalalämpöverkon mahdollisuudet

Matalalämpöinen kaukolämpöverkko tarjoaa aikaisempaa pienempien lämmön siirtohäviöiden lisäksi mahdollisuuksia uusille lämmöntuotantomuodoille. Teollisuudessa hukkalämpöjä on pyritty hyödyntämään energiatehokkaasti, varsinkin energiatehokkuussopimusten seurauksena syntyneen tehostuspaineen avulla. Teollisuuden laadukkaat lämmönlähteet on pääsääntöisesti jo hyödynnetty joko sisäisesti tai paikallisissa kaukolämpöverkoissa. Perinteisen teollisuuden lisäksi hukkalämmön hyödyntäminen on vasta lähtenyt käyntiin kiihtyvällä tahdilla. Suomessa hukkalämmöllä tuotetun kaukolämmön energiamäärä kaksinkertaistui vuoden 2014 vajaan 1500 GWh lämmöntuotannosta vuonna 2016 tuotettuun 3000 GWh lämpöenergiaa (Energiateollisuus 2018b).

Muutamissa kaukolämpöverkoissa on hyödynnetty datakeskusten tuottamaa hukkalämpöä, mutta lämpöpumppujen hyötysuhde heikkenee nopeasti, kun tuotettavan lämpimän veden lämpötila nousee yli 60 °C. Käytännössä vain teollisuuskokoluokan lämpöpumpuilla on kannattavaa tuottaa yli 70 °C lämpöistä kaukolämpöä ja nekin vaativat toimiakseen riittävän suuren ja tasaisen hukkalämpövirran.

Matalalämpöinen kaukolämpöverkko mahdollistaa aurinkolämmön käytön kaukolämmöntuotannossa, jossa Tanska on maailmanlaajuinen johtaja sekä suuren kokoluokan aurinkokeräinjärjestelmien määrässä, että asennetussa kapasiteetissa. Tanskaan asennettuja lämpö-

teholtaan yli 350 kW aurinkolämpöjärjestelmiä oli vuoden 2016 loppuun mennessä asennettu 110 kappaletta, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti oli tuolloin 922 MW lämpöä. (Weiss et al. 2017.) Tanskan hallitus tavoittelee nollapäästöjä energiantuotantonsa ja Kööpenhaminan tavoitteena on olla maailman ensimmäinen hiilidioksidineutraali pääkaupunki vuonna 2025 (Ommen et al. 2016).

Aurinkolämmön tuotantohinta on Pohjois-Euroopassa olosuhteista riippuen ainakin 30 €/MWh ja Etelä-Euroopassa 20 €/MWh (Sørensen et al. 2012), joten aurinkolämmön kilpailukyky on Pohjoismaissa varsin heikko, jos sillä ei korvata suoraan fossiilisia polttoaineita, kuten maakaasua. Aurinkolämmön hyödyt katoavat erityisesti tilanteessa, jossa kaukolämpöverkon kesäkulutus saadaan katettua jätteenpolttolaitoksen tai teollisuuden hukkalämpöjen avulla.

Matalalämmön mahdollistamilla uusilla lämmöntuotantomuodoilla voitaisiin mahdollistaa lämmön hajautettu pientuotanto, jossa lämpöä voitaisiin tuottaa hyvinkin paikallisesti. Tämä mahdollistaisi lämpöhäviöiden pienentämisen entisestään, sillä lämpöä ei aina tarvitsisi siirtää pitkiä välimatkoja. Myös lämpökattilat sekä CHP -tuotanto hyötyvät tuotetun lämmön alemmasta tasosta. CHP -tuotannossa tuotettu höyry voidaan paisuttaa turbiinissa entistä matalampaan paineeseen, jolloin sähköntuotantoa ja siten laitoksen rakennusastetta saadaan kasvatettua. (Schmidt et al. 2017)

Matalalämpöisen kaukolämmön tuottaminen lämpökeskuksissa kasvattaa savukaasujen hyödyntämis potentiaalia. Jos savukaasujen annetaan lauhtua savukaasupesurissa, saadaan käyttöön huomattava määrä aiemmin hukattua lämpöä. Savukaasupesurin avulla kattilan hyötysuhde voidaan saada yli 100 % arvoon, kun hyötysuhde lasketaan polttoaineen alemmalla lämpöarvolla, jossa savukaasuun höyrystyvän veden oletetaan poistuvan kaasumaisessa olomuodossa prosessista. Erityisesti kosteita polttoaineita, kuten haketta ja turvetta käyttävissä kattiloissa savukaasupesuri saattaa tuottaa huomattavia polttoainesäästöjä, kun polttoaineeseen sitoutuneen veden sitoma lämpö saadaan hyödynnettyä. Savukaasupesurien hyöty on suuri paluuveden esilämmityksessä jo perinteisessäkin kaukolämpöverkossa, jossa lämpö tuotetaan erillistuotantona. Kaukolämmön paluuveden esilämmitys pienentää CHP-tuotannossa sähköntuotannon määrää, joten savukaasupesuri mahdollistaisi menoveden lämmityksen lämpöpumppua hyödyntävän savukaasupesurin avulla.

Matalalämpöverkkojen rakentamisessa pystyttäisiin hyödyntämään muovista valmistettavia virtausputkia. Muoviputkilla kyettäisiin pienentämään verkon rakentamiskustannuksia ja muovien terästä parempien lämmöneristysominaisuuksien takia myös häviöitä saataisiin pienennettyä. Muoviputkien käyttöä rajoittaa nykyään materiaaleille liian korkea menolämpötila, esimerkiksi PE-putken korkein sallittu jatkuva käyttölämpötila on 45 °C ja PEX-putken suositeltu käyttölämpötila suositeltaisiin pidettävän alle 75 °C lämpötilassa (Kaupila 2018).

5.2 Teknisiä vaatimuksia

Matalalämpöverkon toteuttamisella on otettava huomioon muutamia teknisiä vaatimuksia sekä kaukolämpöverkolle että verkkoon liitetyille asiakaslaitteille. Kaukolämpöverkon osalta kysymys on verkon virtauksen muutoksista, siirtokapasiteetin riittävydestä ja verkon toiminnan seuraamisen kehittämisestä. Asiakaslaitteiden on sovellettava toimimaan matalalämpöverkossa nykyistä matalammilla mitoituslämpötiloilla. Osa suunnitellusta

muutoksista on toteutettavissa myös olemassa olevissa kaukolämpöverkoissa ja niillä voidaan parantaa nykyistenkin verkkojen toimintaa sekä hyötysuhteita.

5.2.1 Vaatimukset lämpöverkolle

Kun lämpötila kaukolämpöverkon menopuolella laskee, verkon tilavuusvirta kasvaa asiakaslaitteiden käyttäessä aikaisempaa suuremman vesivirran pitääkseen yllä saman lämpötehon kuin ennen lämpötilan laskemista. Lämpötilaeron pienentyessä asiakkaiden lämmönsiirtimissä, niiden lämmönsiirtokyky heikkenee, mikä kasvattaa virtausta entisestään. Kaukolämpöputken tehonsiirtokyky määräytyy kaukolämpöveden tilavuusvirrasta, joka riippuu putken koosta ja sallitusta paineesta sekä meno- ja paluupuolen lämpötilaerosta, joten menolämpötilan laskiessa olemassa olevan verkoston putkikokojen tulee riittää lämpimän vesivirran siirtämiseen asiakkaille kaikissa tilanteissa. Virtauksen kasvaessa putkistossa syntyvä painehäviö kasvaa ja tähän painehäviön voittamiseksi kaukolämpöveden pumpaustehoa on kasvatettava.

Tilavuusvirran muutos on suoraan verrannollinen keskipakopumpun pyörimisnopeuteen ja pumpun teho on suoraan verrannollinen pyörimisnopeuden kuutioon, joten kun pumpun hyötysuhteen muutosta ja veden viskositeettia ei oteta huomioon, virtauksen kaksinkertaistaminen kahdeksankertaistaa pumpun akselitehon. Tämä on esitetty luvun 6.3. kaavoissa (7), (8) ja (9).

Kaukolämpöverkon paine-ero tulee olla verkon kauimmaisellakin asiakkaalla eli kriittisessä pisteessä riittävä ja asiakaslaitteiden toimimiseksi sekä riittävän säädön mahdollistamiseksi on pidettävä yllä vähintään 60 kPa paine-eroa meno- ja paluulinjan välillä kriittisessä pisteessä.

Kaukolämpöverkkoja rakentaessa valittu putkikoko voi olla ylimitoitettu rakennushetken vaatimaan kulutukseen, jotta putkiston kapasiteetti riittäisi mahdollisesti laajenevan verkoston tarpeisiin. Tätä ylimitoitusta voidaan hyödyntää suuremmalle virtaukselle, mutta putkiston kapasiteetti on selvitettävä tapauskohtaisesti, eikä mahdolliseen ylimitoitukseen voi luottaa sokeasti. Myös osa asiakkaiden lämmönsiirtimistä lienee ylimitoitettuja, jolloin pienenevä lämpötila-ero ei välttämättä vaikuta merkittävästi kyseisten asiakkaiden aiheuttamaan virtaukseen.

Tehokapasiteetin ylläpitämiseksi verkon paluulämpötilaa tulisi pyrkiä laskemaan, jotta verkon jäähtymä pysyisi entisellään eikä verkon vesivirtaa tarvitsisi kasvattaa entisestä. Paluulämpötilan laskemista on tutkittu runsaasti ja erilaisia vaihtoehtoisia toteutuksia on esitetty useita, esimerkiksi kiinteistöjen kytkemisellä sarjaan, jolloin korkeaa lämpötilaa hyödyntävän kiinteistön paluuviedellä lämmitettäisiin matalalämpöä hyödyntävää kiinteistöä. (Köfinger et al. 2017) Tutkimuksissaan Henrik Gadd ja Sven Werner ovat havainneet asiakaslaitteiden kunnon ja säätöjen tärkeyden jäähtymän saavuttamiseksi (Gadd & Werner 2014) sekä asiakaslaitteiden huomattavan suuren vikaantumisasteen (Gadd & Werner 2015), jolla on huomattava negatiivinen vaikutus kaukolämpöverkkojen jäähtymään.

Verkon paluulämpötilojen matalana pitämiseksi perinteisistä kaukolämpöveden kierrätyksistä on päästävä eroon. Ratkaisuksi tähän on esitetty muutamia kolmiputkiseen liitäntäjohtoon perustuvia ratkaisuja. Liitäntäjohto voisi sisältää perinteisestä kaksiputkisesta johdosta eroten kaksi erikokoista menolinjan putkea tai kaksi paluuputkea. Kahden erikokoisen

menoputken johdon tapauksessa lämmönkulutuksen ollessa pientä lämpö voitaisiin siirtää pienempää putkea hyödyntäen ja vaaditun lämmitystehon ollessa suuri, esimerkiksi käyttövedenlämmityksessä, käytettäisiin suurempaa menoputkea (Zinko et al. 2008). Kahdella paluujohdolla tarvittavan kierron voisi toteuttaa pienikokoisen pumpun avulla menolinjasta takaisin menolinjaan, jolloin paluulinjaan ei päästettäisi jäähtymätöntä kaukolämpövettä (Averfalk & Werner 2018).

5.2.2 Vaatimukset asiakaslaitteille

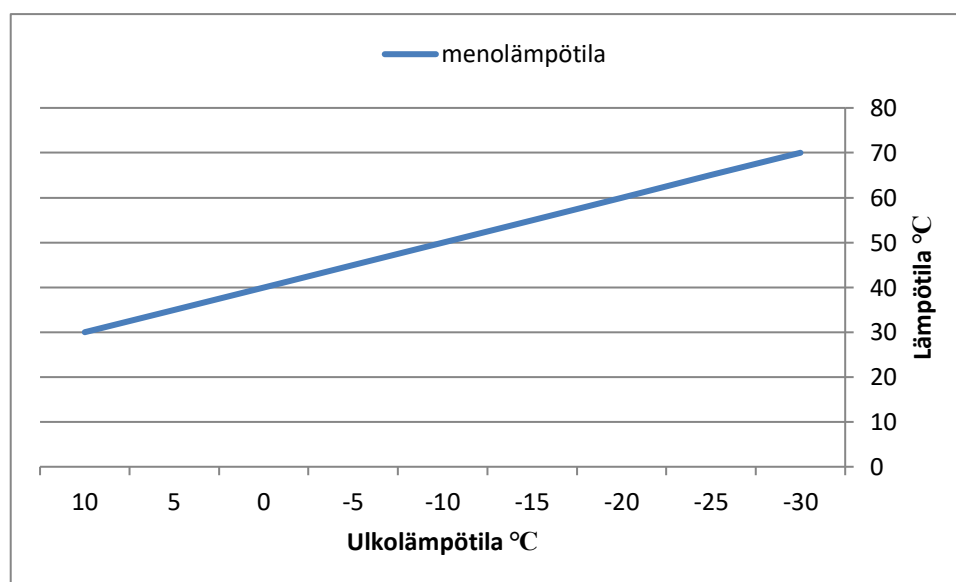
Matalalämpöisen kaukolämmön on täytettävä asiakkaalle sama toimintavarmuus sekä tarvittava teho kuin perinteinenkin kaukolämpö, joten asiakaslaitteiden on oltava yhteensopivia madaltuneen lämpötilatason kanssa. Matalalämpöverkon toteutus on yksinkertaisinta myös asiakaslaitteiden suhteen uusilla asuinalueilla, jossa kiinteistöt rakennetaan hyödyntämään matalalämpöistä lämmitystä kuten vesikiertoista lattialämmitystä. Lattialämmitysjärjestelmissä lämmitysveden menolämpötilaksi riittää 35 °C - 40 °C, jonka tuottamiseen matalalämpöinen kaukolämpö soveltuu hyvin. Taulukossa 3 on esitetty Energiategollisuus ry:n vuonna 2013 julkaisemat ohjeet lämmityksen lämmönsiirrinten mitoituslämpötiloista päivitettyä vuonna 2014 julkaistulla muutoksella, joka sallii radiaattorilämmityksen mitoittamisen poikkeustapauksissa 60 °C loppulämpötilaan.

Taulukko 3. Lämmönsiirtimien mitoituslämpötilat (Energiategollisuus 2013, Energiategollisuus 2014)

	Lämmönsiirtimien mitoituslämpötilat °C			
	Ensiöpuoli		Toisiopuoli	
	alkulämpötila TULO	Loppulämpötila PALUU	Alkulämpötila PALUU	Loppulämpötila MENO
Käyttöveden lämmönsiirtimet	70	20 (max)	10	58
Radiaattorilämmitys uudisrakennukset	115	33 (max)	30 (max)	45 (max)
Radiaattorilämmitys uudisrakennukset - poikkeustapauksissa	115	33 (max)	30 (max)	60 (max)
Radiaattorilämmitys - vuosien 1983 - 2013 mitoitus	115	43 (max)	40 (max)	70 (max)
Radiaattorilämmitys - vanhat rakennukset	115	63 (max)	60 (max)	80 (max)
Ilmanvaihdon läm- mönsiirtimet	115	33 (max)	30 (max)	60 (max)
Lattialämmitys - olemassa olevat ra- kennukset	115	33 (max)	30 (max)	40 (max)
Lattialämmitys - uudisrakennukset	115	33 (max)	30 (max)	35 (max)
		Lämmityksessä ensiöpuolen paluulämpötila saa olla enin- tään 3 °C toisiopuolen paluu- lämpötilaa korkeampi		

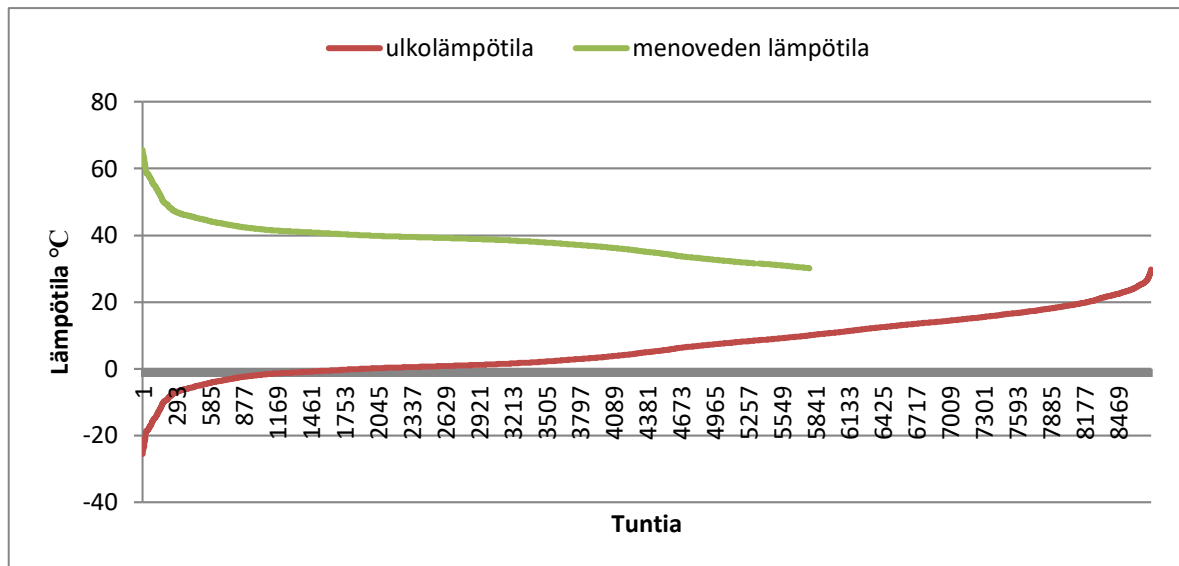
Mitoituslämpötiloista voidaan huomata, että varsinkin vanhoissa taloissa lämmitysjärjestelmiä on päivitettävä siirryttäessä matalalämpöiseen kaukolämpöön. Kun uudisrakennuksissa radiaattorilämmityksen menolämpötilaksi mitoitetaan normaalilanteissa 45 °C, valtaosassa olemassa olevia rakennuksia lämmityspiirin mitoituslämpö on 70 °C ja vanhoissa rakennuksissa jopa 80 °C.

Rakennuksen lämmityksen mitoitusastetta laskettaessa valitaan rakennuksen sijaintipaikkakunnan mukainen mitoitusulkolämpötila. Suomi on jaettu neljään ilmastoalueeseen, joilla on omat mitoitusulkolämpötilansa. Etelä-Suomessa mitoitusulkolämpötila on -26 °C ja Lapissa -38 °C. Mäntsälä sijaitsee alueella II, jolla mitoitusulkolämpötila on -29 °C. Rakennuksen lämmitysjärjestelmän menoveden huippulämpötila säädetään toteutumaan mitoitusulkolämpötilan vallitessa ja käyrää säädetään todellisen lämmitystarpeen mukaan, kun lämmitysjärjestelmän käytöstä saadaan kokemusta. Kuvassa 12 on esitetty tyypillinen perinteisen radiaattorilämmityksen säätökäyrä, jossa lämmitys aloitetaan ulkolämpötilan laskiessa alle 10 °C lämpötilan ja toisiopuolen menolämpötilaa nostetaan ulkolämpötilan pudotessa aina -30 °C lämpötilaan asti.



Kuva 12. Tyypillinen lämmitysjärjestelmän menolämpötilan riippuvuus ulkolämpötilasta

Kuvassa 13 on esitetty ulkolämpötilan ja Kuvan 12 säätökäyrää seuraavan lämmitysjärjestelmän toisiopuolen menolämpötilan pysyvyyskäyrät vuoden 2017 ajalta. Kuvaajasta nähdään, ettei yli 50 °C lämpöä tarvita kuin 200 tunnin ajan Mäntsälän keskustassa vuonna 2017 mitattujen ulkolämpötilojen puitteissa.



Kuva 13. Mäntsälän keskustan vuoden 2017 ulkolämpötilan ja laskennallinen lämmitysjärjestelmän toisio-
puolen menolämpötilan pysyvyyskäyrä

Tilojen lämmityksen kannalta kaukolämpöverkon menolämpötilan alentaminen on käytännöllisintä kokeilla pienin pudotuksin lämmityskauden kylmimpien hetkien ulkopuolella, jolloin lämmitystehon kulutus ei ole huipussaan, mutta kulutus ei kuitenkaan koostu vain lämpimän käyttöveden tuotannosta.

Kaukolämpöverkon lämpötilaa laskiessa on otettava huomioon tilojen lämmityksen lisäksi käyttöveden lämmitys, sillä kiinteistön kaukolämpötehon mitoituksessa laskettu huipputeho syntyy asuinrakennuksissa pääsääntöisesti lämpimän käyttöveden vaatimasta tehosta. Käyttöveden lämmönvaihtimen mitoitusvirtaamana käytetään Rakennusmääräyskoelman osan D1 ”Kiinteistöjen vesi- ja viemärlaitteistot” antamaa lämpimän käyttöveden jakojohdon mitoitusvirtaamaa, joka on vähintään 3 dm³/s. Lämpimän käyttöveden lämmönsiirrin mitoitetaan niin, että mitoitusvirtaaman lämpötilaksi saadaan 58 °C, mikä tarkoittaa noin 57 kW lämmönsiirtotehoa. Suomalaisten rakennusmääräysten mukaan lämpimän käyttöveden tulee pysyä yli 55 °C lämpötilassa lämminvesilaitteistossa ja kiertojohdossa, jotta veden hygieniä saadaan pidettyä laadukkaana. (RkMK D1)

Käyttöveden lämpötilavaatimus johtuu legionellabakteerista, joka lisääntyy helposti lämpimässä vedessä ja aiheuttaa legionellaistaudiksi kutsuttua kuumetautia. Legionellabakteeria esiintyy luonnonvesissä ja se lisääntyy nopeasti lämpimässä seisovassa vedessä. Tanskassa kiertojohtoa käyttävässä lämpimän käyttöveden järjestelmässä käyttöveden tulee pysyä vähintään 50 °C lämpötilassa koko järjestelmässä ja lämminvesivaraajassa vesi tulisi kyetä lämmittämään 60 °C lämpötilaan. Jos järjestelmään ei kuulu kiertojohtoa tai lämminvesivaraajaa, ei veden lämpötilalle ole mukavuuden lisäksi muita vaatimuksia. Tämä mahdollistaa alle 50 °C lämpöisen käyttöveden valmistamisen asuntokohtaisella kaukolämmönvaihtimella suoraan käyttöön. (Østergaard & Svendsen 2017.)

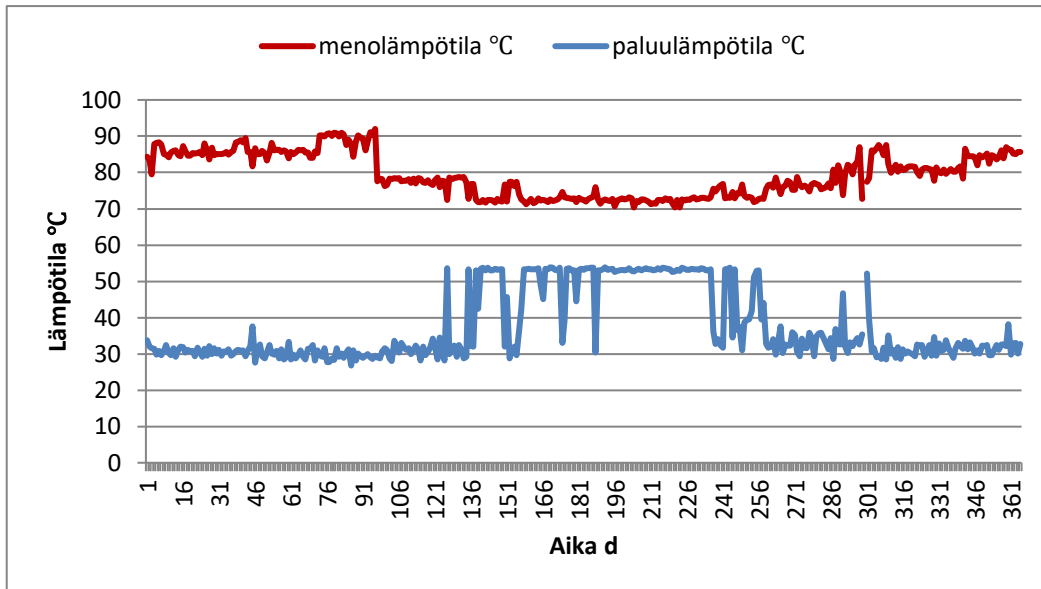
Erityisen matalalämpöisellä kaukolämmöllä eli menolämpötilan ollessa 40–45 °C voidaan lämmittää lattialämmitteisiä kiinteistöjä, joiden lämmönvaihtimet on mitoitettu juuri erityisen matalalämpöiselle kaukolämmölle. Tällaisessa tilanteessa lämmin käyttövesi on lämmitettävä käyttölämpötilaan lisälämmityksellä, esimerkiksi sähkövastuksella tai lämpöpumpulla. (Yang et al. 2016.)

Nykyiset kaukolämmönvaihtimet on mitoitettu kaukolämpöverkon ja asiakkaan lämmittämän veden 10 - 15 °C lämpötilaerolle. Jos lämmönvaihtimien lämmönvaihtopintoja kasvatettaisiin esimerkiksi 1,5 - 2 -kertaisiksi, vaadittava logaritminen lämpötilaero pienenesi 5 - 10 °C lämpötilaan. (Averfalk & Werner 2017.) Tämä mahdollistaisi noin 5 - 10 °C menolämpötilan pudotuksen nykytilaan verrattuna. Levylämmönvaihtimen hinta lämmönjakokeskuksen kokonaisinvestoinnista on pieni, eikä suuremmaksi mitoitettavasta lämmönvaihtimesta kertyisi kuluttajalle oleellista hintaeroa varsinkin, jos laitevalmistajat ryhtyisivät käyttämään niitä laajassa mittakaavassa.

Kaukolämpöasiakas omistaa perinteisesti lämmönjakokeskuksensa ja hänen tehtävänä on pitää huolta lämmityslaitteistoistaan ja laitteiston toimimisesta. Perinteisesti lämmön tuotantoa ja jakelua on tarkkailtu jatkuvasti ja ilmaantuneisiin ongelmiin on puututtu välittömästi tai löydöksestä riippuen muutaman päivän sisällä, mutta asiakaslaitteiden on katsottu toimivan hyvin niin, kunhan asiakkaan mukavuuskokemus ei heikkene (Gadd & Werner 2015).

Jo pelkällä asiakaslaitteiden säädöllä ja kyettäisiin kasvattamaan laitteiden hyötysuhdetta ja laskemaan kaukolämpöverkon paluulämpötilaa, jolloin verkon tehokapasiteetti kasvaisi. Tämä mahdollistaisi lämpötilan alentamisen nykyisissä verkoissa, mutta lämpötilan alentamisen vaikutukset ja mahdollisesti syntyvät kustannukset on selvitettävä tapauskohtaisesti ennen pysyvien muutosten tekemistä. (Castro Flores et al. 2017.)

Verkoston lämpötilaa alennettaessa asiakaslaitteiden toimivuus on entistä suuremmassa roolissa kokonaisuuden toiminnan kannalta, kun verkon korkealla lämpötilalla ei pyritä kompensoimaan vikaantuneiden ja väärin säädettyjen asiakaslaitteiden toimintaa. Tämän vuoksi asiakaslaitteiden toimintaa on seurattava entistä aktiivisemmin. Kaukolämpöyhtiön tulisi hyödyntää asiakasmittauksista saamaansa dataa lämpöverkon ja asiakaslaitteiden toiminnan seuraamiseksi. Jotta asiakasmittauksista saadaan riittävän tarkkaa tietoa toimivaa seurantaa varten, dataa on saatava mittareilta vähintään tunneittain. Kuvassa 14 on esitetty yhden Nivos Energia Oy:n pientaloasiakkaalla vuonna 2017 mitatut meno- ja paluulämpötilat.



Kuva 14. Kaukolämmön päiväkohtaisesti mitatut meno- ja paluulämpötilat yhdellä Ruusutarhojen verkon pientaloasiakkaalla

Koska mittaus on tehty kerran päivässä, ei lämmityskauden ulkopuolella saada tarkkaa tietoa kaukolämpöverkon lämpötilasta asiakkaan päässä, jos hieman ennen mittaushetkeä kiinteistössä ei ole lämmitetty käyttövetä.

Tuntimittausten avulla asiakaslaitteille kyettäisiin luomaan yksilölliset toimintaprofiilit, joiden rajoissa laitteiston voisi katsoa toimivan hyvin. Automatisoitu datankäsittely kykenisi tarkkailemaan laitteiden toimintaa ja kun asiakaslaitteen huomattaisiin toimivan poikkeavan laitteen profiilin määrittelemien rajojen ulkopuolella, asiaan voitaisiin puuttua ja esimerkiksi virheelliseksi ajautunut säätö voidaan korjata.

Uusien kaukolämpökohteiden laitteiden voidaan olettaa toimivan optimaalisesti heti asennuksen ja säätöjen asettamisen jälkeen, mutta ongelmana laajassa vikaantumisten tarkkailussa on vanhojen asiakkaiden toimintaprofiilien tuottaminen, sillä iso osa vanhoista järjestelmistä toimii epäoptimaalisesti (Gadd & Werner 2015).

6 Laskelmat ja mittaukset

Tässä kappaleessa esitetään kaukolämpölaskennan peruskaavoja, joita käyttäen pyritään selvittämään menolämpötilan laskemisen aiheuttamia vaikutuksia kaukolämpöverkkoihin sekä erityisesti Nivos Energian Ruusutarhojen verkkoon. Jokainen verkko on erilainen, mutta samoja lainalaisuuksia ja kaavoja käyttäen voidaan muillekin verkoille suorittaa vastaavaa laskentaa.

Verkolle tehtyjen laskelmien lisäksi työssä suoritetaan lämmöntuotannon investointilaskelmia eri suuruisille lämmöntuotannon muodoille sekä kaksisuuntaisen kaukolämpöasiakkaan näkökulmasta.

Laskelmat suoritetaan pääosin Microsoft Excel –taulukkolaskentasovelluksella sekä tarkemmin Mäntsälän verkkojen mallinnuksen mahdollistaman Trimble NIS –verkkotietojärjestelmän laskentasovelluksen avulla.

Työtä varten tehdyt laskelmat sisältävät verkoston putkiston kuljetuskapasiteettilaskelmia tiedettyjä putkikokoja ja eri lämpötilatasoja hyödyntäen sekä putkiston aiheuttamat lämpöpöhiöt eri lämpötilatasoilla.

6.1 Kaukolämpöteho

Kaukolämpöjohdossa siirtyvä lämpöteho määritellään seuraavasti:

$$\Phi = c_p \dot{m} \Delta T = c_p \rho V \Delta T \quad (1)$$

missä

Φ	on lämpöteho (W)
c_p	on veden ominaislämpökapasiteetti (J/kg°C)
\dot{m}	on massavirta (kg/s)
ρ	on veden tiheys (kg/m ³)
V	on tilavuusvirta (m ³ /s)
ΔT	on meno- ja paluulämpötilojen erotus eli jäähtymä (°C)

Veden ominaislämpökapasiteetti ja tiheys riippuvat veden lämpötilasta, mutta ne voidaan olettaa pysyvän riittävällä tarkkuudella vakiona lämpötila-alueella 40 – 120 °C. Täten kaukolämpöputken lämpötehon muutos on suoraan verrannollinen jäähtymän ja tilavuusvirran muutokseen. Jos lämpöteho halutaan pitää vakiona ja menolämpötilaa lasketaan, mikä laskee jäähtymää, kaukolämpöveden tilavuusvirta kasvaa jäähtymän laskun suhteessa.

6.2 Painehäviöt

Veden virtauksessa kaukolämpöputkessa syntyy painehäviöitä, joita aiheuttavat kitka sekä erilaiset kertavastukset kuten putkiston kulmat, haarat ja halkaisijan muutokset sekä venttiilit. Kun kaukolämpöverkon menolämpötilaa alennetaan, täytyy vesivirran kasvaa, jotta verkon kuljettama lämpöteho pysyy vakiona. Virtauksen kasvaessa painehäviöt kasvavat ja tämä näkyy kasvavana sähkötehoon pumppauksessa.

Kitkan aiheuttama virtauksen painehäviö suorassa putkessa määritellään seuraavasti:

$$\Delta p_v = \frac{L}{d_s} \xi \frac{\rho w^2}{2} = \frac{8L}{d_s^5} \xi \frac{\rho V^2}{\pi^2} = \frac{8L}{d_s^5} \xi \frac{\dot{m}^2}{\pi^2 \rho} \quad (2)$$

missä

Δp_v	on painehäviö (Pa)
ξ	on kitkakerroin
L	on putken pituus (m)
ρ	on veden tiheys (kg/m ³)
w	on veden virtausnopeus (m/s)
d_s	on putken sisähalkaisija
V	on tilavuusvirta (m ³ /s)
\dot{m}	on massavirta (kg/s)

Laskussa käytetty kitkakerroin ξ saadaan luettua Moodyn diagrammista kitkavastusker-toimelle. Kitkakerroin määräytyy Reynoldsin luvun ja putken pinnankarheuden perusteella. Kaukolämpöteräsputkien karheus on normaalisti 0,04 mm - 0,1 mm. Dimensioton Reynoldsin luku on määritelty seuraavasti:

$$Re = \frac{4V^2}{\pi v d_s} = \frac{4\dot{m}}{\pi \eta d_s} \quad (3)$$

missä

Re	on Reynoldsin luku
v	on virtaavan aineen kinemaattinen viskositeetti (m ² /s)
η	on virtaavan aineen dynaaminen viskositeetti (kg/ms)

Reynoldsin luvusta saadaan tietoa virtauksen käyttäytymisestä. Jos Reynoldsin luku on putkivirtaukselle alle 2300, virtaus on laminaarinen. Jos luku on yli 4000, virtaus on turbu-lenttinen. Käytännössä kaukolämpöverkossa tapahtuva virtaus on aina turbulenttista.

Kitkan aiheuttaman painehäviön lisäksi putkistossa syntyvä painehäviö aiheutuu putkiston rakenteesta riippuvista kertavastuksista

kertavastus määritellään seuraavasti;

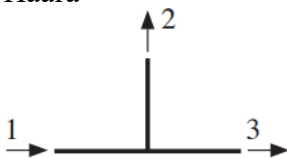
$$\Delta p_k = \zeta \frac{\rho w^2}{2} = \zeta \frac{8\rho V^2}{\pi^2 d_s^4} \quad (4)$$

missä

Δp_k	on kertavastuksen aiheuttama painehäviö (Pa)
ζ	on kertavastuskerroin

Tyypillisiä kertavastuksen ζ arvoja on esitetty taulukossa 4.

Taulukko 4. putkiyhteiden tyypillisiä kertavastuskertoimia (Tengvall 2007)

Putkiyhde	r/d tai virtaussuunta	Kertavastuskerroin	Huomautus
Käyrä	$r/d \leq 3$ $r/d \geq 3$	0,5 0,0	r on kaarevuussäde d _s on sisähalkaisija
Kulma	-	1,0	Kertavastuskerroin liittyy haarakohdan jälkeiseen virtausnopeuteen
Haara 	Suunta 1–2 Suunta 1–3	2,0 0,0	
	Suunta 2–1 Suunta 2–3	3,0 3,0	
	Suunta 2–3 Suunta 1–3	1,0 0,0	

Putkistossa syntyvä kokonaishäviö on virtauksen painehäviön ja kertavastushäviöiden summa.

$$\Delta p_{tot} = \Delta p_v + \Delta p_k \quad (5)$$

missä

Δp_{tot} on putkistot kokonaispainehäviö (Pa)

Työssä käytettävä verkostolaskentaohjelma ei huomioi verkoston painehäviöiden laskennassa kertavastuksia, joten niiden puuttumista on kompensoitava kasvattamalla putkiston karheutta kunnes laskennalla saavutetaan todellinen verkostossa mitattu painehäviö.

6.3 Pumppausteho

Kaukolämpöverkon tehonkulutuksen mukaan muuttuvat vesivirrat aiheuttavat erisuuruisia painehäviöitä, jotka taas aiheuttavat sähkötehon kulutuksen vesivirran pumppaukseen riittävän paineen ylläpitämiseksi verkostossa.

Tarvittava pumppausteho saadaan seuraavasta kaavasta:

$$P = \frac{V \Delta p}{\eta_{kok}} = \frac{V \rho g H}{\eta_s \eta_m} = \frac{\dot{m} g H}{\eta_s \eta_m} \quad (6)$$

missä

P on Pumpun sähköteho (W)

V on tilavuusvirta (m³/s)

Δp on pumpun synnyttämä paine-ero (Pa)

H on Nostokorkeus

ρ on veden tiheys (kg/m³)

g	on Maan vetovoiman aiheuttama kiihtyvyys (9,81 m/s ²)
η_m	on Pumpun mekaaninen hyötysuhde
η_s	on Pumpun sähköinen hyötysuhde
η_{kok}	on Pumpun kokonaishyötysuhde

Tilavuusvirran riippuvuus pyörimisnopeudesta:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{n_1}{n_2} \quad (7)$$

missä

n on Pumpun pyörimisnopeus

Paine-eron riippuvuus pyörimisnopeudesta:

$$\frac{\Delta p_1}{\Delta p_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^2 \quad (8)$$

Tehon riippuvuus pyörimisnopeudesta:

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{\Delta p_1 V_1}{\Delta p_2 V_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^3 \quad (9)$$

6.4 Lämpöhäviöt

Lämpöhäviöt ovat kaukolämmön siirrossa suurin käytön aikana syntyvä kustannuserä. Verkon lämpöhäviöt voivat olla noin pienissä verkoissa 10 - 20 % ja suurissa verkoissa 4 - 10 % tuotetusta lämmöstä, joten kyse on merkittävästä kustannuksesta kaukolämpöliiketoiminnan harjoittajalle ja lämpöhäviöt tulisikin siksi pyrkiä minimoimaan. Lämpöhäviöiden yleisimpiä aiheuttajia kaukolämpöverkossa ovat:

- Verkon liian korkea käyttölämpötila
- Putkiston puutteellinen lämpöeristys
- Putkiston lämpöeristeiden vanheneminen ja toiminnan heikkeneminen
- Kaukolämpökaivojen huono eristys
- Vuotovedet putken ulkopuolisena jäähdyttäjänä
- Maaperän suuri lämmönjohtavuus
- Putkiston matala peitteisyys
- Eristystyön heikkolaatuisuus
- Kaukolämpöverkon heikko käyttöaste ja putkiston ylimitoitus
- Mittausepä-tarkkuudet lämmön mittauksessa

(Energiateollisuus 2006)

Nykyisten lämpöhäviöiden määrän ja pienentämistapojen selvittämisen lisäksi työssä lasketaan mahdollisesti Kapulista rakennettavasta yhdysputkesta syntyvät häviöt.

Työssä esitetyt lämpöhäviöt on laskettu Energiateollisuus ry:n tarjoamilla 2Mpuk- ja Mpuk-kaukolämpöputkien eristyspaksuuden optimointityökaluilla. Alla olevissa yhtälöissä on esitetty kaksiputkisen 2Mpuk kaukolämpölinjan putkien lämpöhäviöiden laskenta.

Meno- ja paluuputken lämpöhäviöt voidaan laskea seuraavasti, kun putket ovat maassa symmetrisesti:

$$\Phi'_m = K_{1m}(T_m - T_g) - K_{2m}(T_p - T_g) \quad (10)$$

ja

$$\Phi'_p = K_{1p}(T_p - T_g) - K_{2p}(T_m - T_g) \quad (11)$$

ja

$$K_1 = K_{1p} = K_{1m} \text{ ja } K_2 = K_{2p} = K_{2m} \quad (12)$$

missä

Φ'_m	on menoputken lämpöhäviö
Φ'_p	on paluuputken lämpöhäviö
T_m	on menolämpötila
T_p	on paluulämpötila
T_g	on häiriöttömän maaperän lämpötila upotussyvyudessa
K_1 ja K_2	on lämmönläpäisyluvut

Kokonaislämpöhäviö saadaan tällöin seuraavasti:

$$\Phi'_{tot} = \Phi'_m + \Phi'_p = 2(K_1 - K_2) \left[\frac{T_m + T_p}{2} - T_g \right] \quad (13)$$

Symmetrisesti asetetuille putkille lasketaan lämmönsiirtokertoimet seuraavasti:

$$K_1 = \frac{R_g + R_i}{(R_g + R_i)^2 - R_m^2} \quad (14)$$

ja

$$K_2 = \frac{R_m}{(R_g + R_i)^2 - R_m^2} \quad (15)$$

missä

R_g	on maaperän lämpövastus / pituus, sisältäen lämpövastuksen kanavan pinnalla
R_i	on eristeen ja vaipan lämpövastus / pituus
R_m	on putkien keskinäisen vaikutuksen huomioiva lämpövastus / pituus

näistä saadaan:

$$K_1 - K_2 = \frac{1}{R_g + R_i + R_m} \quad (16)$$

Lämpövastukset lasketaan seuraavasti:

$$R_i = \frac{1}{2\pi\lambda_i} \ln \frac{D_i}{D_p} + \frac{1}{2\pi\lambda_c} \ln \frac{D_c}{D_i} \quad (17)$$

missä

D_p	on eristeen sisähalkaisija = virtausputken ulkohalkaisija
D_i	on eristeen ulkohalkaisija
D_c	on vaipan ulkohalkaisija
λ_i	on eristeen lämmönjohtavuus
λ_c	on vaipan lämmönjohtavuus

Maaperän lämpövastus saadaan hyvällä tarkkuudella seuraavasti:

$$R_g = \frac{1}{2\pi\lambda_g} \left[\ln \left(\frac{4H}{D_c} \right) - \frac{\left(\frac{D_c}{2E} \right)^2 + \left(\frac{D_c}{4H} \right)^2 + \frac{D_c^2}{4(4H^2 + E^2)}}{\frac{1+\beta}{1-\beta} \left(\frac{D_c}{2E} \right)^2} \right] \quad (18)$$

missä

λ_g	on maan lämmönjohtavuus
H	on putken sijaintisyvyys

ja

$$\beta = \frac{\lambda_g}{\lambda_i} \ln \frac{D_i}{D_p} \quad (19)$$

Putkien keskinäisen vaikutuksen huomioiva lämpövastus saadaan seuraavasti:

$$R_m = \frac{1}{4\pi\lambda_g} \ln \left(1 + \left(\frac{2H}{e} \right)^2 \right) \quad (20)$$

missä

e	on putkien keskipisteiden etäisyys toisistaan
---	---

6.5 Investointilaskelmat

Investointilaskelmien avulla voidaan arvioida investoinnin takaisinmaksuaikaa ja tätä kautta kannattavuutta. Jos investointia ei todeta kannattavaksi, se jää poikkeuksesta tekemättä. Työssä tehdään Ruusutarhojen verkolle nettonykyarvolaskennan avulla investointilaskelmat vaihtoehtoisille lämmöntuotantotavoille sekä yhdysputken rakentamiselle Kapulin siirtolinjaan sekä kaksisuuntaisen asiakkaan tuottaman lämmön pientuotannon myymiselle kaukolämpöverkkoon. Investointilaskelmat tehdään 25 vuoden elinkaarelle, eikä investointien jäännösarvoa oteta huomioon laskuissa.

Investoinnin tuottaman rahavirran nettonykyarvo lasketaan seuraavasti:

$$NPV = -I + \sum_{i=1}^t \frac{k}{(1+r)^i} \quad (21)$$

missä

NPV on nettonykyarvo (eng. *Net Present Value*)

I on investointi

k on vuosittainen rahavirta

r on korkokanta

t on aika vuosina

Kun oletetaan, ettei investoinnin jäännösarvoa oteta huomioon, korollinen takaisinmaksuaika saadaan seuraavasti:

$$t' = \frac{\ln\left(\frac{k}{k-r*I}\right)}{\ln(1+r)} \quad (22)$$

missä

t' on takaisinmaksuaika

6.6 Verkon mallintaminen

Tätä diplomityötä varten mallinnetaan Mäntsälän Ruusutarhojen verkko Trimble NIS verkkotietojärjestelmän käyttöön otettavan laskentasovelluksen avulla ja pyritään näin selvittämään lämpötilanmuutosten aiheuttamia vaikutuksia verkoston paine- ja lämpöhäviöihin. Kaukolämpöverkon simulointi perustuu esitettyihin kaukolämpötehon, virtauksen painehäviöiden ja putkiston lämpöhäviöiden laskentaan lukuisten iteraatioiden avulla.

Verkkomallinnuksen avulla kyetään muun muassa arvioimaan kaukolämmön kierrätysten tarpeellisuutta, niiden vaikutuksia verkkoon sekä niiden sijoittelun tai toiminnan muuttamista sekä poistamista. Mallinnuksessa pyritään määrittämään vaatimuksia verkossa vaaditulle menolämpötilalle ja potentiaalille lämpötilan alentamiseksi. Samalla voidaan tutkia lämpölaitosten eri ajomallien toimivuutta ja vaikutusta verkon lämpötilaan eri ulkolämpötiloissa.

Verkostomallinnuksella saadaan tehtyjen laskelmien tueksi tietoa verkoston lämpöhäviöistä, joiden aiheuttamia kustannuksia pyritään selvittämään ja näiden kustannuksien pienentämiseksi suunnitella vaihtoehtoisia toteutuksia.

6.7 Tuntimittauskoeajo

Työn mallinnuksen tueksi toteutetaan Ruusutarhojen erillisverkossa menolämpötilan alentamisen vaikutuksia todentava koeajo, jossa lämmityskauden aikana verkon menolämpötilaa lasketaan ja verkon lämpötilaa seurataan asiakasmittausten avulla. Mittauksen avulla pyritään todentamaan kaukolämpölaskennan tulosten todenmukaisuutta vertaamalla menolämpötilaa mitattavissa kohteissa laskennan antamiin tuloksiin menolämpötilan osalta vastaavassa kulutustilanteessa.

Nykyiset kaukolämmön etämittarit lähettävät mittaustuloksensa kerran päivässä, jolloin saadaan selville käyttöpaikan hetkellinen meno- ja tulolämpötila, vesivirtaus ja teho. Mitta-

rit lähettävät lukemat öisin kello yhden jälkeen, mikä vaikeuttaa tietojen hyödyntämistä verkon tilan selvittämiseen varsinkin kulutukseltaan pienten asiakkaiden osalta. Verkon tilan tarkkailu on päiväkohtaisen datan avulla haastavaa varsinkin kesäisin, jolloin kaukolämmön kulutus koostuu käyttöveden lämmityksestä, joka ei jakaudu tasaisesti koko päivän ajalle ja kaukolämpöverkon vesi ehtii jäähtyä liittymäkohtaisissa johdoissa ennen yöaikaan tapahtuvaa mittarinlukua.

Verkon kiinteistöihin on asennettu kahta erilaista Kamstrupin valmistamaa etäluettavaa mittaria, joista suurin osa on tuntiuentaa tukematonta Multical 402 mallia. Vuoden 2015 jälkeen asennetut mittarit ovat Multical 602 mallia, joka soveltuu työssä suunniteltuun koeajoon sillä mittariin on asennettavissa tuntilokia tallentava lisäkortti.

Tuntidatan tallentamiseen soveltuvia mittareita on Ruusutarhojen verkossa vain muutamia, mutta sopivasti koeajon kannalta niitä on asennettu etelähaaran päätyasiakkaille. Itähaaran asiakaslaitteet ovat pääsääntöisesti 402 -mallisia, mutta kahden haaran rengasrakenteessa sijaitsevan asunnon vanhat mittarit on korvattu 602 -mallisella, loggerikortin kanssa yhteensopivalla mittarilla.

Tarkemman mittauksen saamiseksi asennetaan tuntidatan keräys kaikkiin yhteensopiviin kohteisiin Ruusutarhojen verkossa, jolloin saadaan tietoa verkon lämpötilojen käyttäytymisestä eri etäisyyksillä lämmöntuotannosta

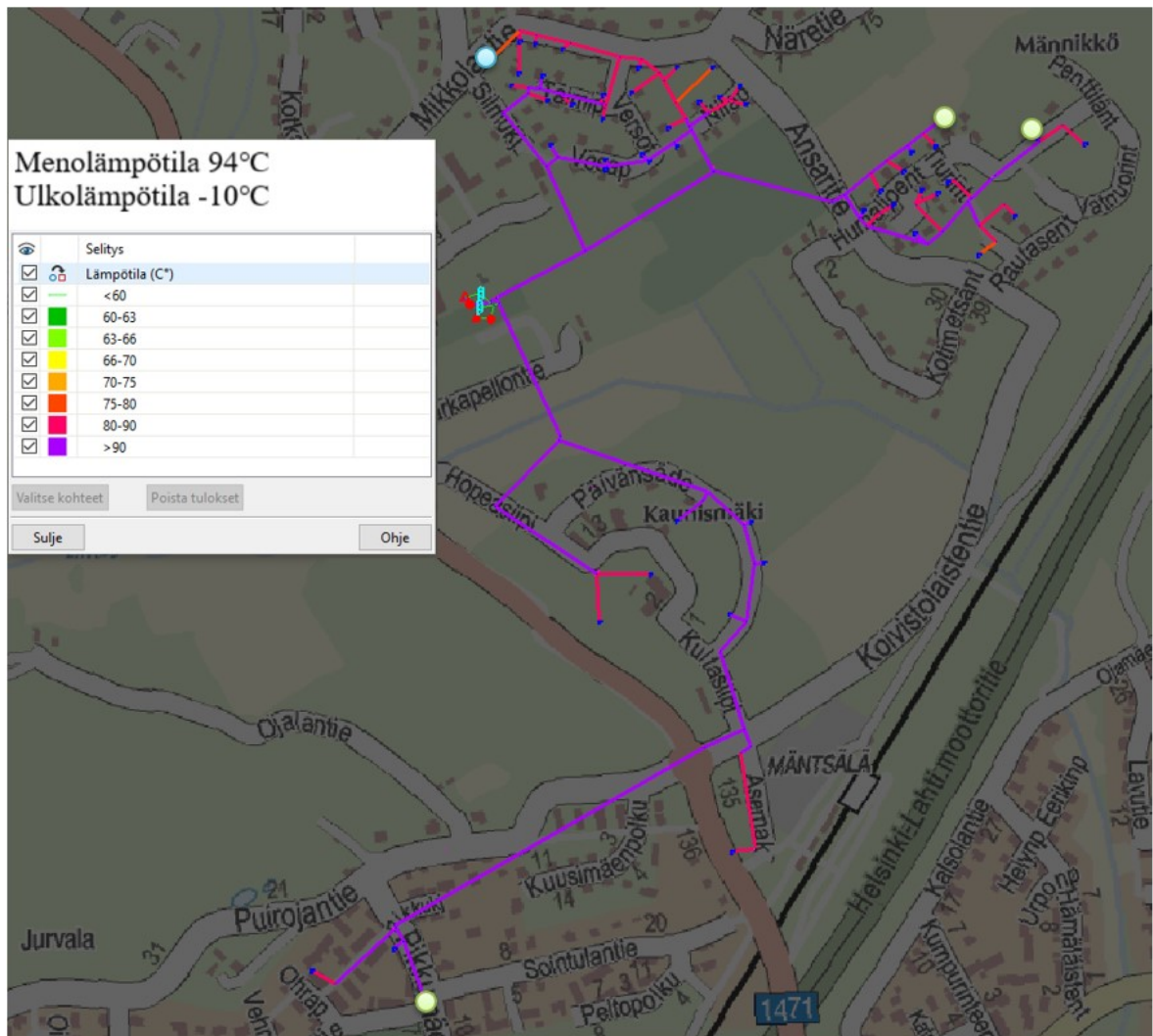
Koeajossa pyritään pääsemään mahdollisimman matalaan lämpötilaan, jolla asiakkaiden laitteiden toiminta ei häiriinny ja lämpimän käyttöveden valmistus toimii kaukaisimmalla-kin asiakkaalla. Lämpimän käyttöveden tuotannon voidaan olettaa toimivan rajoittavana tekijänä Ruusutarhojen verkon menolämpötilalle ainakin lämmityskauden kylmimpien aikojen ulkopuolella. Ruusutarhojen verkon pohjoisosan rakennusaikana vuosina 2010-2013 radiaattorilämmitys on mitoitettu 70 °C / 40 °C meno- ja paluulämpötiloihin mitoitussulkolämpötilassa, joka on Mäntsälän alueella -29 °C. Tällaisen lämmitysjärjestelmän toisiopuolen menolämpötila laskee alle 50 °C noin -10 °C ulkolämpötilassa, jolloin 58 °C lämpötilaan lämmitettävä lämmin käyttövesi määrää kaukolämpöverkolta vaaditun menolämpötilan. Lattialämmityskohteissa lämpimän käyttöveden lämpötila määrää ulkolämpötilasta riippumatta verkolta vaaditun menolämpötilan.

7 Tulokset ja niiden käsittely

Tässä luvussa esitetään diplomityössä suoritetun laskennan ja verkostomallinnuksen tulokset sekä havainnot.

7.1 Menolämpötilan alentaminen

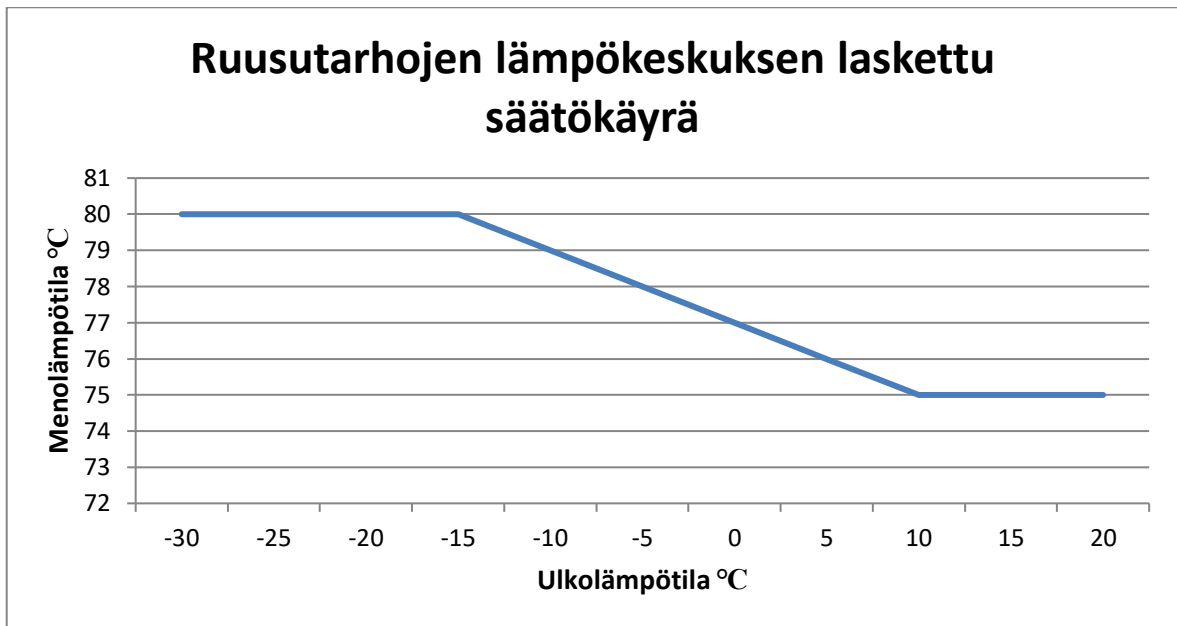
Verkostolaskennan avulla havaittiin, että kaukolämpöä on ajettu Ruusutarhojen verkkoon tarpeettoman korkeassa lämpötilassa lämmityskaudella. Kuvassa 15 on esitetty verkon lämpötilat -10°C ulkolämpötilassa lämpökeskukselta lähtevän menolämpötilan ollessa 94°C .



Kuva 15. Ruusutarhojen verkon menojohdon lämpötilat, kun ulkolämpötila on -10°C ja lämpökeskukselta lähtevän veden lämpötila on 94°C . Verkon kiinteät kierrätykset on esitetty kolmella vihreällä pisteellä ja asiakkaan lämmönjakohuoneeseen asennettu venttiili esitetty sinisellä pisteellä.

Verkostomallin avulla huomataan, että kiinteät kierrätykset pitävät runkojohdon lämpötilan korkeana ja menolämpötila on asiakaslaitteille muutamaa poikkeusta lukuun ottamatta yli 80°C .

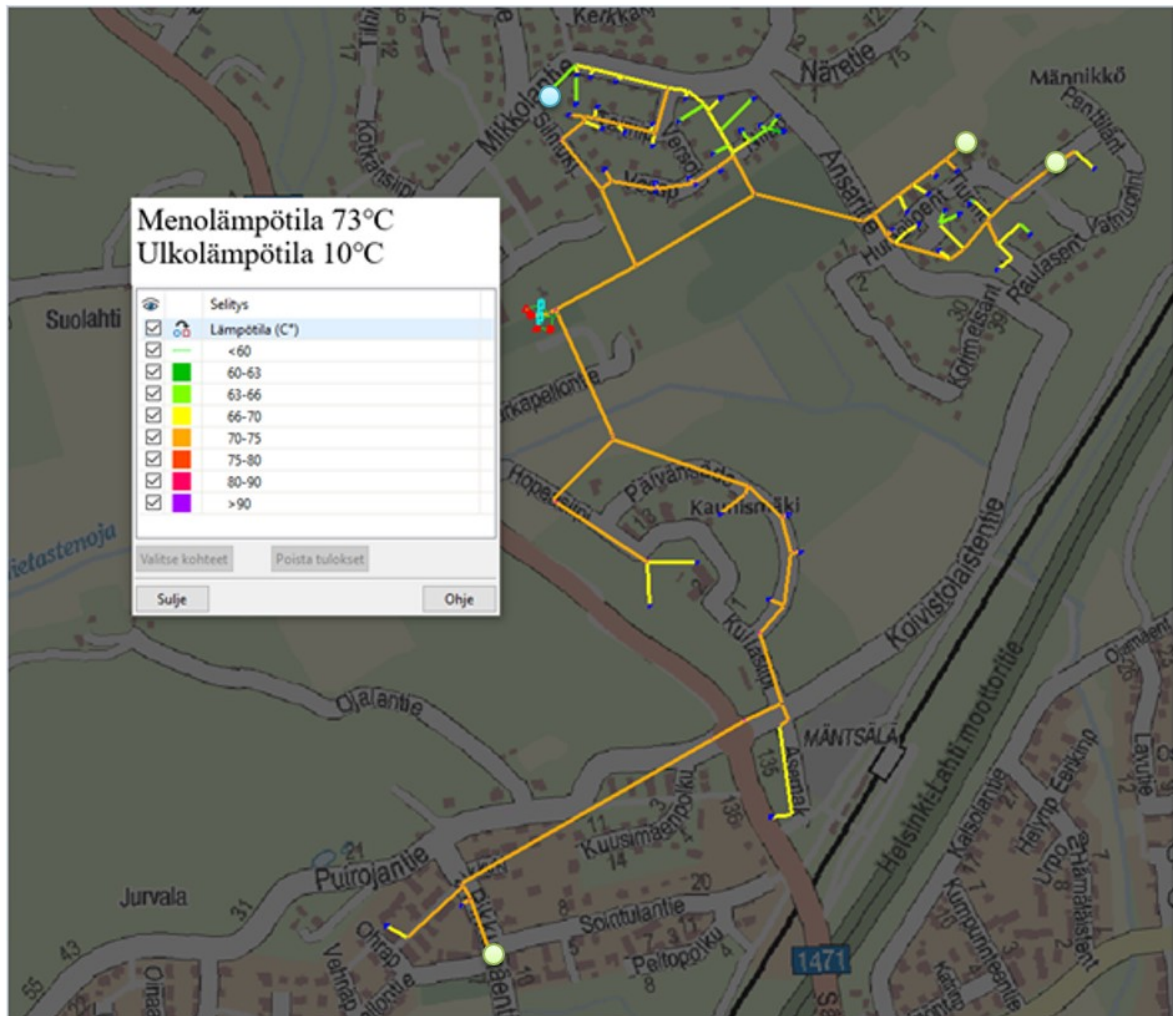
Nykytilanteessa lämpökeskukselta lähtevän kaukolämpöveden menolämpötiloja voisi alen-
taa siten, lämpökeskusta ohjattaisiin kuvassa 16 esitetyn säätökäyrän mukaisesti ulkoilman
lämpötilan mukaan.



Kuva 16. Ruusutarhojen lämpökeskuksen laskettu säätökäyrä

Tällä verkon keskimääräinen menolämpötila saadaan pudotettua noin 76 - 77 °C lämpötilaan.

Jos menolämpötilaa pudotetaan 75 °C alapuolelle, verkon pienasiakkaille päätyvän veden lämpötila alkaa laskea alle 65 °C lämpötilaan. Kuvassa 17 on esitettynä verkon mallinnus 10°C ulkolämpötilassa ja lämpökeskukselta lähtevän kaukolämmön menolämpötilan ollessa 73 °C.

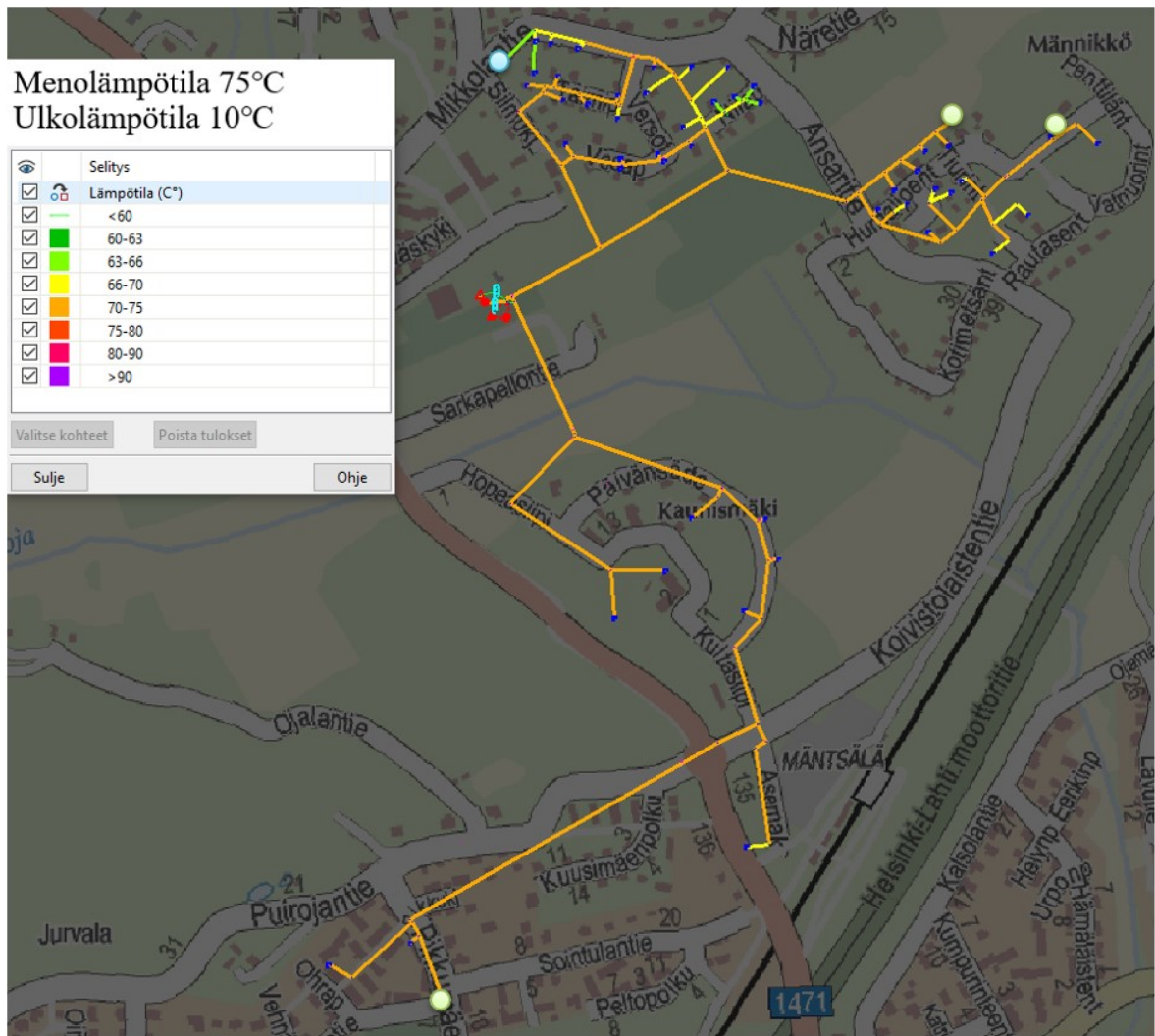


Kuva 17. Ruusutarhojen verkon menojohtojen lämpötilat, kun ulkolämpötila on 10 °C ja lämpökeskukselta lähtevän veden lämpötila on 73 °C. Verkon kiinteät kierrätykset on esitetty kolmella vihreällä pisteellä ja asiakkaan lämmönjakohuoneeseen asennettu venttiili esitetty sinisellä pisteellä.

Kuten kuvasta 17 nähdään, pientalojen pienen virtaaman vuoksi pohjoishaaran asiakkaille päätyvän kaukolämpöveden lämpötila liittymäjohtoissa pääsee laskemaan 66 °C alapuolelle verkon kierroista huolimatta.

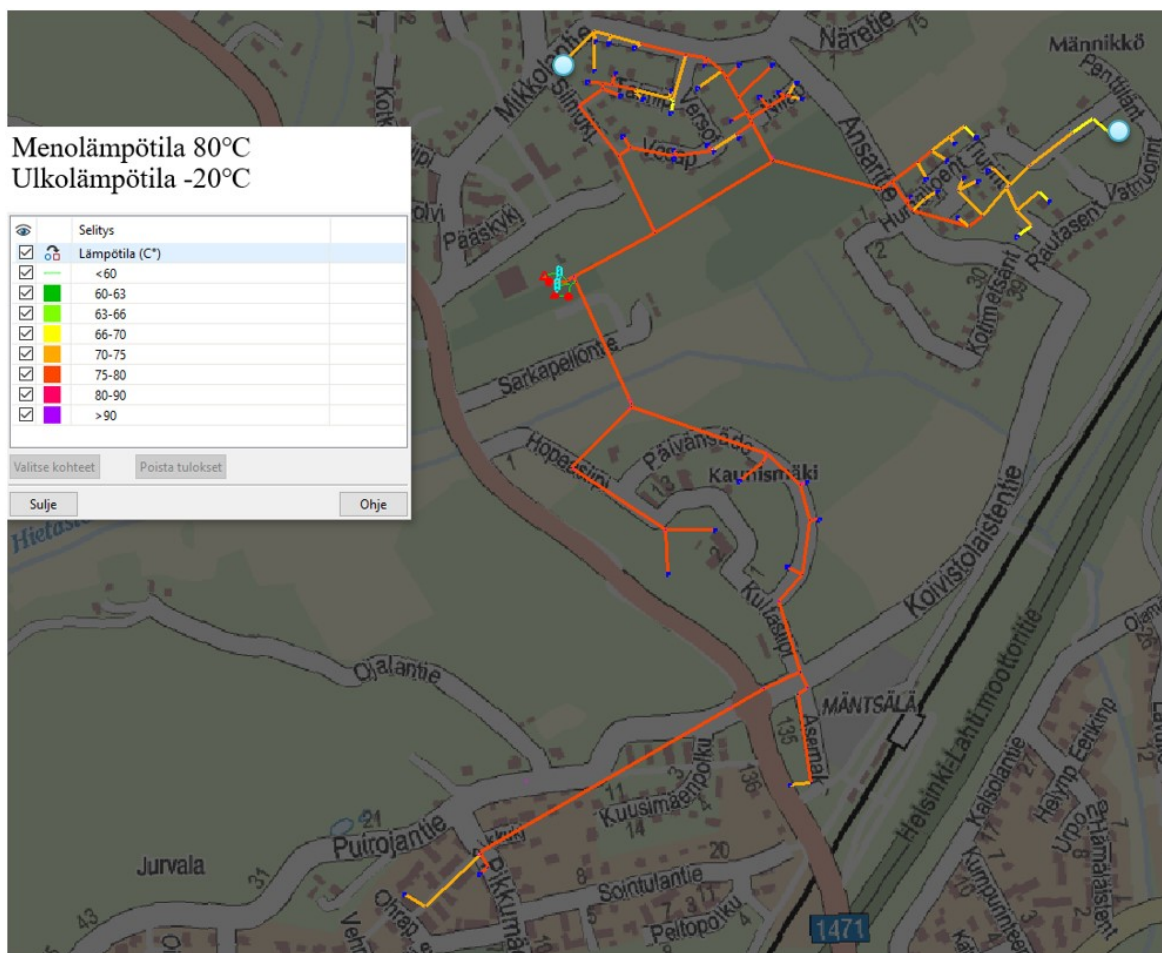
Kun menolämpötila samassa ulkolämpötilassa on 75°C, suurin osa asiakkaiden liittymäjohtoista saadaan yli 66 °C lämpötilaan. Kuvassa 18 on esitettyinä verkon mallinnus 10 °C ulkolämpötilassa ja lämpökeskukselta lähtevän kaukolämmön menolämpötilan ollessa 75 °C.

Mallinnuksesta nähdään, että muutaman asunnon liittymäjohto jää laskennassa alle 66 °C lämpötilaan, mutta mallinnuksen epätarkkuuden vuoksi tulos on vain suuntaa antava.



Kuva 18. Ruusutarhojen verkon menojohtojen lämpötilat, kun ulkolämpötila on 10°C ja lämpökeskukselta lähtevän veden lämpötila on 75°C. Verkon kiinteät kierrätykset on esitetty kolmella vihreällä pisteellä ja asiakkaan lämmönjakohuoneeseen asennettu venttiili esitetty sinisellä pisteellä.

Tilanteessa, jossa kierrätykset on poistettu, 80 °C menolämpötila riittäisi laskennan mukaan talven kylmimpinäkin hetkinä tilojen lämmittämiseen ja verkon lämpimänä pitämiseen. Laskennan avulla huomataan muutamat asunnot, joille tulevan kaukolämpöveden lämpötilaa tulee mitata, kun menolämpötilaa ryhdytään laskemaan ja näihin asuntoihin voi olla tarpeellista asentaa lämpötilaohjattu kierrätys, jolla virtausta voidaan kasvattaa tarpeen mukaan vähän. Kuvassa 19 on esitettyä verkon lämpötilamallinnus 80 °C menolämpötilassa vallitsevan ulkolämpötilan ollessa -20 °C.



Kuva 19. Ruusutarhan verkko, josta kiinteät kierrot on poistettu 80 °C menolämpötilalla -20 °C ulkolämpötilassa. Asiakkaan lämmönjakohuoneeseen asennetut säädettävät kierrätykset on esitetty sinisellä pisteellä.

Verkostolaskennan pohjalla oleva laskentamoottori vaatii liittymille vähintään 1kW kuluttavan tehon, jotta nämä huomioidaan laskennassa ja liittymille lasketaan virtaus. Tämä aiheuttaa Ruusutarhan verkossa haasteita, sillä pohjoisen haaran asuntojen käyttämät keskimääräiset tehot saattavat lämmityskauden ulkopuolella pudota jopa alle 0,3kW:iin. Tämä ongelma havaitaan erityisesti tilanteessa, jossa mallinnettiin verkon lämpötiloja, kun kiinteät kierrätykset on poistettu ja käytössä ovat vain asiakkaiden lämmönjakohuoneeseen asennetut kierrätykset.

Koska laskenta perustuu vuorokauden keskiarvoisiin tehoihin, on todellista säätökäyrrää määritettäessä asennettava erityisesti pientaloasiakkaille uusia tuntikohtaista tietoa lähettäviä mittareita yksityiskohtaisen ja todellisen tiedon saamiseksi lämpötilan alentamisen vaikutuksista yksittäisiin asiakkaisiin.

Menolämpötilan laskeminen 10 °C verran ei vaikuta merkittävästi Ruusutarhojen verkon siirtokapasiteettiin. Verkon runkojohto on rakennettu etelähaaraan DN100- ja DN125 -kokoisesta kaukolämpöjohdosta ja pohjoishaaran runko koostuu DN80- ja DN65- kokoisista johdoista. DN100 -kaukolämpöjohdon maksimivirtaus runkojohdolle sallitulla ominaispainehäviöllä on noin 6,5 kg/s, mikä tarkoittaa 30 °C jäähtymällä noin 800 kW siirtokapasiteettia. Nykytilanteessa verkon huippukulutuksen aikana etelähaaraan lämpökeskukselta lähtevä virtaus on noin 4,5 kg/s sisältäen kiinteän kierrätyksen kautta runkoverkossa kier-

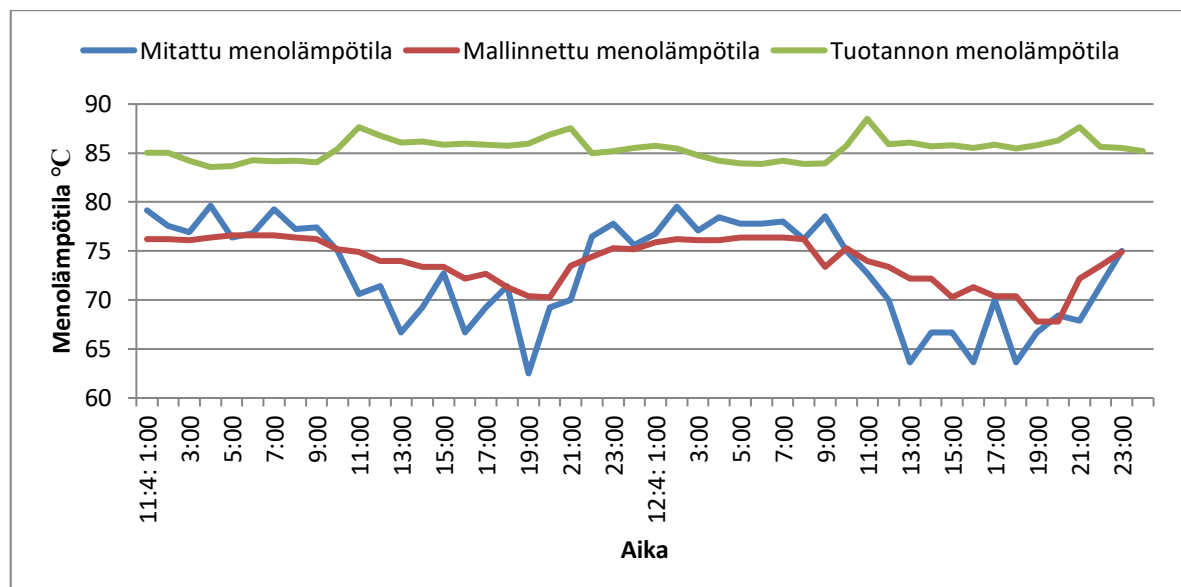
tävän virtauksen. Verkon Pohjoishaaraan runkona toimivan DN80 -kaukolämpöjohdon suurin maksimivirtaus runkojohdolle sallitulla ominaispainehäviöllä on noin 3,3 kg/s, mikä tarkoittaa 30 °C jäähtymällä noin 400 kW siirtokapasiteettia. Pohjoishaaraan lähtevä virtaus huippukulutuksen aikana on noin 2,5 kg/s, mihin sisältyy pohjoishaaran kierrätyksistä läpi virtaava kaukolämpövesi.

Verkon etelähaaran asiakkaiden keskimääräiset lämmitystehot mitoitusulkolämpötilassa vaihtelevat 30 - 65 kW tehoalueella liittymäjohtojen ollessa DN40 -kokoisia. DN40- kokoisen liittymäjohtojen sallittu ominaispainehäviö mahdollistaa 30 °C jäähtymällä noin 100 kW:n lämmönsiirtokapasiteetin. Pohjoisen haaran asiakkaiden mitoitusulkolämpötilan lämmitystehot vaihtelevat 2,5 - 9 kW alueella ja liittymäjohtojen alueen asiakkaille ovat pääsääntöisesti DN20 -kokoiset. DN20- kokoisen liittymäjohtojen sallittu ominaispainehäviö mahdollistaa 30 °C jäähtymällä noin 16 kW lämmönsiirtokapasiteetin.

Kaukolämpöveden massavirta Ruusutarhojen lämpökeskuksella vaihtelee noin 3,5 -7 kg/s välillä ollen alimmillaan yöaikaan kesällä ja korkeimmillaan kylmimpien talvipakkasten aikaan. Lämmityskauden ulkopuolella asiakkaiden öisin kuluttama lämpö kuluu käytännössä lämpimän käyttöveden kiertojohtojen lämmittämiseen. Nivos Energia Oy:n Ruusutarhojen verkossa on vain muutama taloyhtiöasiakas, joten suurin osa verkossa kiertävästä virtaamasta kulkee pienimmän kulutuksen aikana runkojohtojen kierrätysten kautta aiheuttaen turhia lämpöhäviöitä. Näiden kiertojen poistaminen mahdollistaisi entistä suuremman asiakkaille suuntautuvan virtaaman Ruusutarhojen verkon runkojohtoissa.

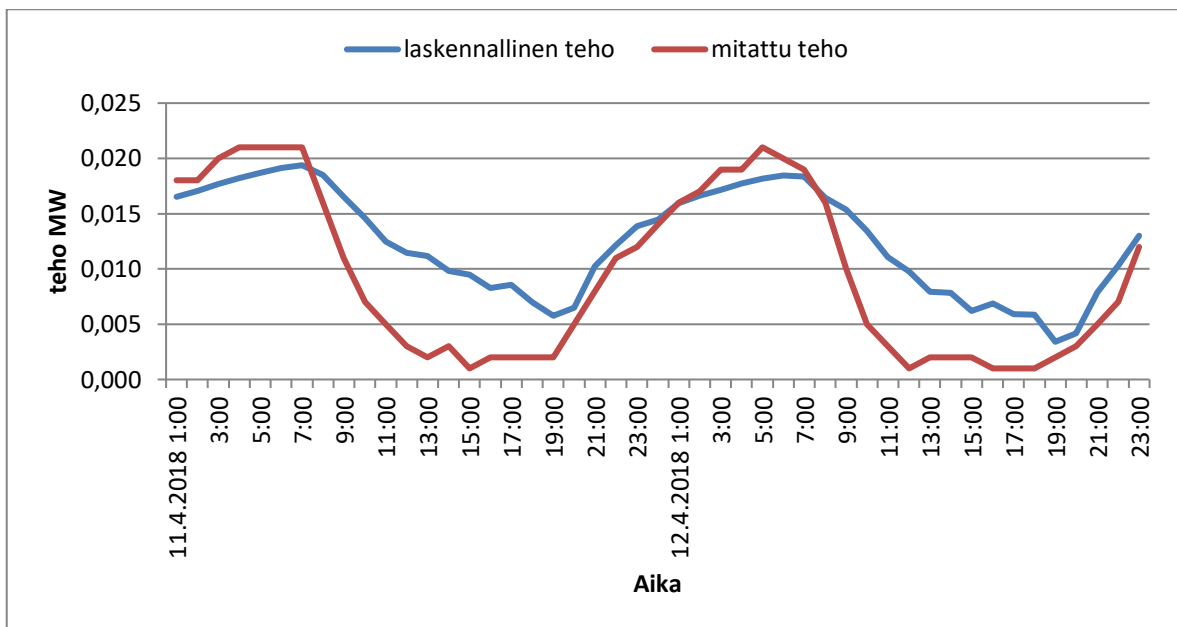
7.2 Tuntimittauskoeajo

Ruusutarhojen aluelämpöverkon kuuteen asiakasmittariin asennettiin tuntikohtaista tietoa tallentava dataloggeri, joiden avulla kyettiin seuraamaan kaukolämmön menolämpötilaa asiakkaalla. Kahden vuorokauden aikana kerätty data on esitetty kahdesta erilaisesta kohteesta, joista toinen on rivitaloyhtiö ja toinen on toimistorakennus. Kuvassa 20 on esitetty nä kahden vuorokauden aikana mitatut ja vastaavissa ulkolämpötiloissa mallinnetut menolämpötilat verkossa olevan toimistorakennuksen lämmönvaihtimella.



Kuva 20. Toimistorakennuksen mitatut ja mallinnetut menolämpötilat kahden vuorokauden ajalta.

Kuvan 20 toimiston tapauksessa mallinnettu menolämpötila vastaa kohtuullisella tarkkuudella mitattuja lämpötiloja. Verkostomallinnus antaa kuitenkin todellista korkeampia lämpötiloja erityisesti päiväsaikaan, minkä voi olettaa johtuvan Auringon lämmittävistä vaikutuksista, joka ei näy täysin ulkolämpötilasta, johon mallinnuksen kiinteistölle oletettava tehontarve perustuu. Kuvaajasta huomataan myös lämmöntuotannon menolämpötilan heilunta: Ruusutarhojen lämmöntuotannon menolämpötila asetettiin säätymään 85 °C lämpötilaan, mutta suuren päivänsisäisen tehovaihtelun vuoksi lämpötila ei pysy vakiona. Ruusutarhojen lämpökeskuksen teho vaihteli kahden vuorokauden aikana -5 °C ulkolämpötilassa vallinneesta suurimmasta 0,5 MW tehosta pienimpään 12 °C lämpötilassa vallinneeseen 0,24 MW lämpötehoon. Yksittäisissä asiakastehoissa voidaan havaita huomattavasti suurempiakin prosentuaalisia tehonvaihteluita. Kuvassa 21 on esitetty mallinnuksessa käytetty ulkolämpötilasta riippuva tehotieto sekä toimistokiinteistön mitattu lämpötehon kulutus.

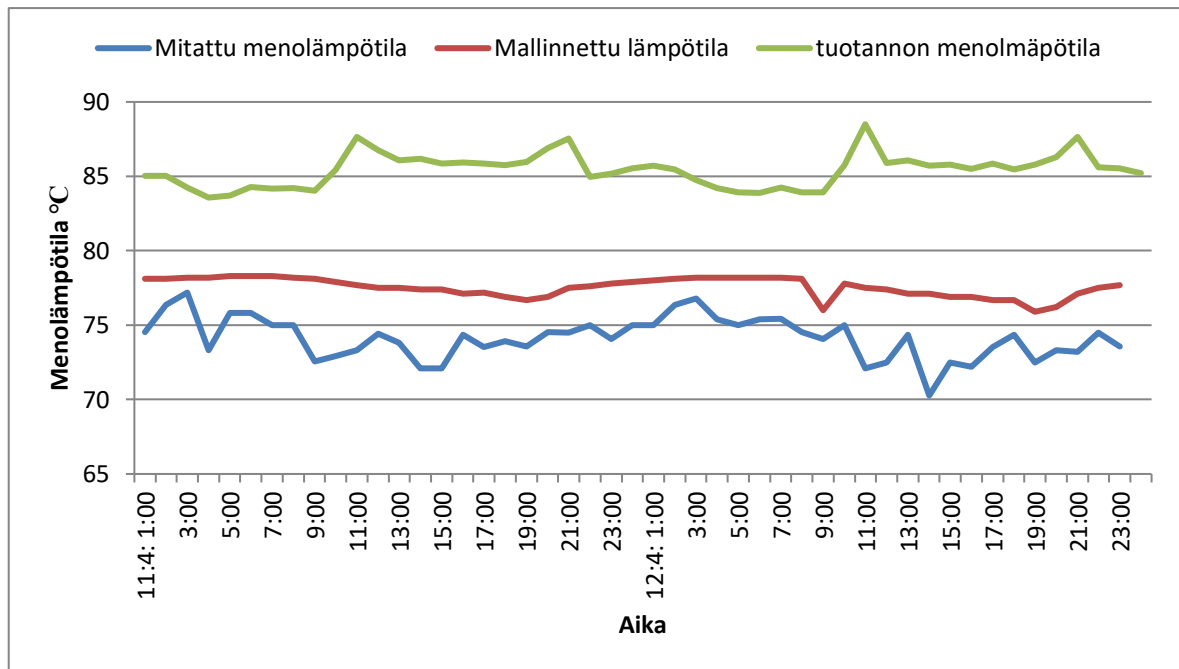


Kuva 21. Toimistokiinteistön laskennallinen ja mitattu lämpöteho kahden vuorokauden aikana.

Toimistokiinteistön lämmönkulutus koostuu pääosin tilojen lämmityksestä, eikä tehokäyrässä ole havaittavissa asuinkiinteistölle ominaista iltaan sijoittuvaa tehopiikkiä. Nopeasti vaihtelevan ulkolämpötilan vuoksi kiinteistön kuluttama lämpöteho vaihtelee runsaasti vuorokauden eri aikoina ja erityisesti iltapäivän aurinkoisina tunteina huomataan mitatun tehon olevan erittäin pieni. Kiinteistön kuluttama laskennallinen teho ei pienene yhtä voimakkaasti kuin mitattu teho mikä aiheuttaa mallinnuksessa mitattua suurempia lämpötiloja.

Laskennassa käytetyt asiakaskohtaiset ulkolämpötilasta riippuvat kulutuskäyrät on noudettu yrityksen asiakastietojärjestelmästä ja nämä tehotiedot perustuvat aiemmin kerättyyn päiväkohtaiseen tietoon. Kulutuskäyrät vastaavat mittauksia kohtuullisen hyvällä tarkkuudella, mutta ne eivät ota huomioon mahdollisia lämpimän käyttöveden kulutuksen jakautumista epätasaisesti eri vuorokauden ajoille.

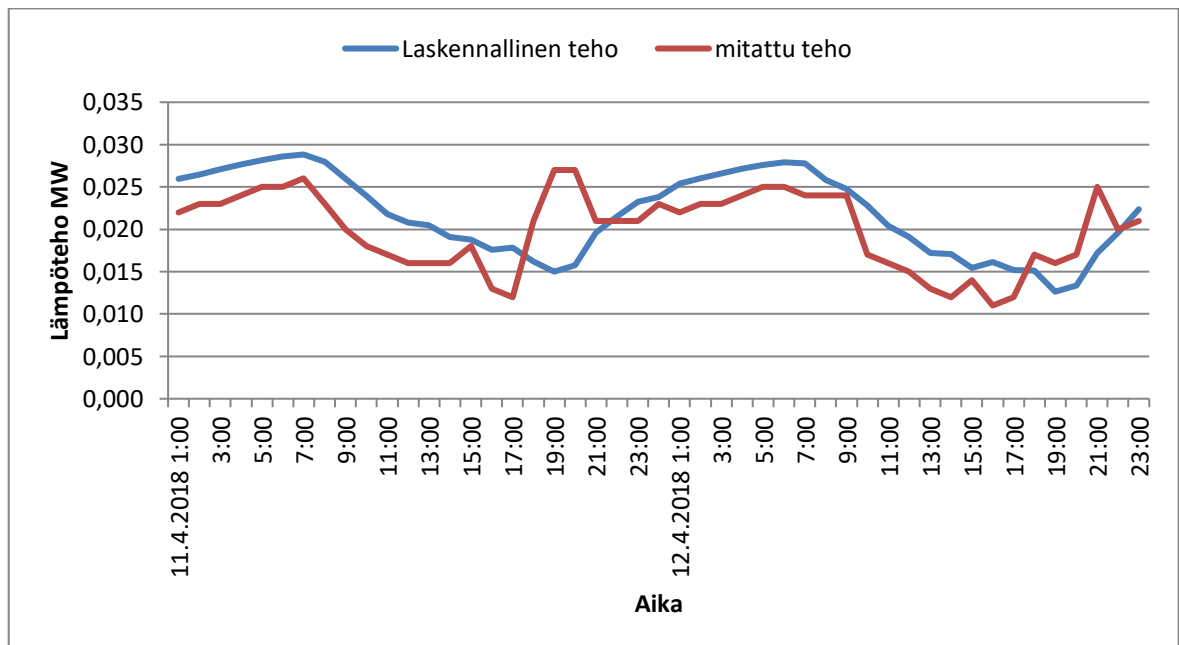
Vastaavasti kuvassa 22 on esitetty kahden vuorokauden aikana mitatut ja vastaavissa ulkolämpötiloissa mallinnetut menolämpötilat verkon päässä olevan rivitalokiinteistöllä.



Kuva 22. Rivitaloasiakkaan mitatut ja mallinnetut menolämpötilat kahden vuorokauden ajalta.

Verkon päässä olevan rivitaloyhtiön mallinnettujen menolämpötilojen huomataan olevan keskimäärin noin 3,5 °C korkeampia kuin mitatut menolämpötilat ovat.

Kuvassa 23 on esitettyä rivitaloasiakkaan laskennallinen tehontarve sekä todellinen mitattu teho.



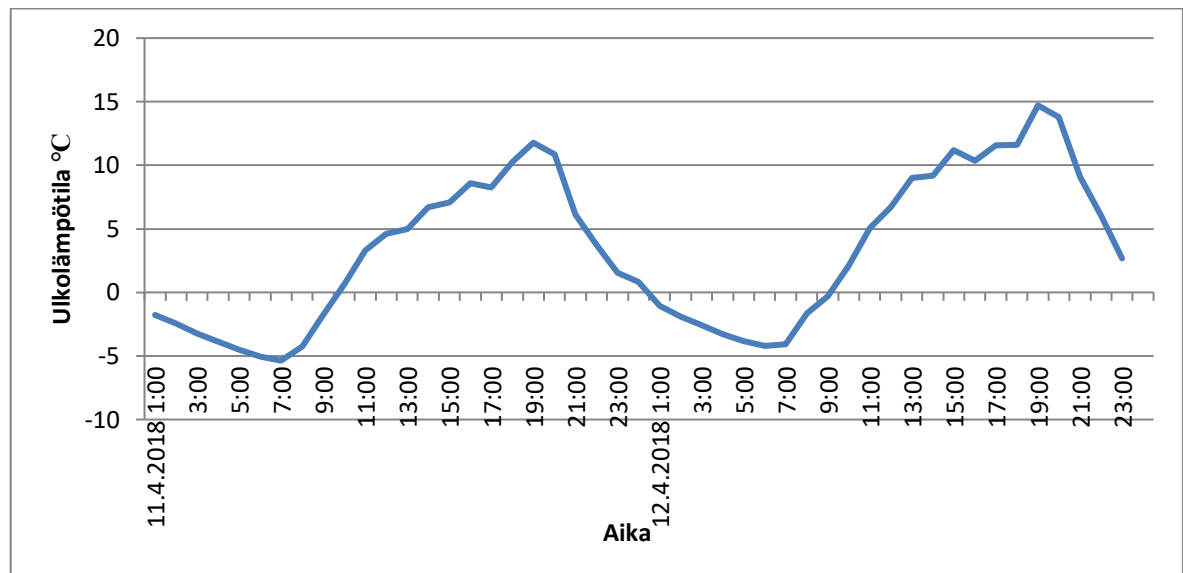
Kuva 23. Rivitaloasiakkaan laskennallinen ja mitattu teho kahden vuorokauden aikana.

Kuten kuvasta 23 havaitaan, laskennallinen teho on suurimman osan vuorokaudesta suurempi, kuin mitattu teho. Todellista tilannetta suurempi teho laskennassa kasvattaa laskennan käyttämää kaukolämpöveden virtaamaa asiakkaalle ja pienentää liityntäjohtossa syntyvää lämpötilan laskua. Syntyvään virheeseen vaikuttaa ainakin kaukolämpöjohtojen läm-

pöyhäviölaskennassa käytettävät maaperän-, putken eristeen- ja vaipan lämpövastukset, jotka on laskennassa oletettu vakioksi verkon putkistolle.

Rivitaloasiakkaalla mitattu teho kasvaa iltapäivisin laskennallista suuremmaksi, mikä todennäköisimmin johtuu lämpimän käyttöveden kulutuspiikistä. Tällainen kulutusprofiili voitaisiin ottaa laskennassa huomioon, kun asiakkaat jaoteltaisiin erilaisiin asiakastyyppeihin. Karkeimmillaan asiakkaat voi jaotella asuinkiinteistöihin ja muihin kiinteistöihin, jolloin asuinkiinteistöjen vuorokausikulutusta voidaan tasata painottamalla iltapäivän ja illan tuntien tehonkulutusta.

Mittausaikana ulkolämpötila vaihteli runsaasti, mikä asettaa haasteita tulosten vertailuun. Kuvassa 24 on esitettyä ulkolämpötila kahden mittausvuorokauden aikana.



Kuva 24. Mäntsälän ulkolämpötila mittausaikana

Kuvasta huomataan lämpötilan suuri vaihteluväli huhtikuussa, jolloin Auringon lämmittävä vaikutus on jo merkittävä. Mittauspäivinä sää oli selkeä ja lämpötila putosi öisin Mäntsälän mittauspisteellä kylmimmillään noin -5 °C lämpötilaan. Päivisin ulkolämpötila nousi yli 10 °C lämpötilaan ja jälkimmäisenä mittauspäivänä kylmimmän ja lämpimimmän tunnin välinen lämpötilaero oli 19 °C. Pienempi lämpötilan vaihtelu mittausaikana olisi todennäköisesti tasoittanut tuloksia, mutta mittauksia on joka tapauksessa jatkettava ja laajennettava koskemaan huomattavasti suurempaa osaa verkon asiakkaista, jotta verkon menolämpötilaa voidaan laskea alle 80 °C lämpötiloihin ilman, että asiakkaiden tuntema mukavuus pysyy entisellä tasolla.

Saatua mittausdataa tulee jatkossa hyödyntää verkostomallin tarkentamisessa, jotta mallista saadaan todenmukaisempi ja mallin tarkkuus paranee. Saatavilla olevan mittausdatan liisäntyessä mallia kyetään päivittämään kerta toisensa jälkeen edellistä tarkemmaksi.

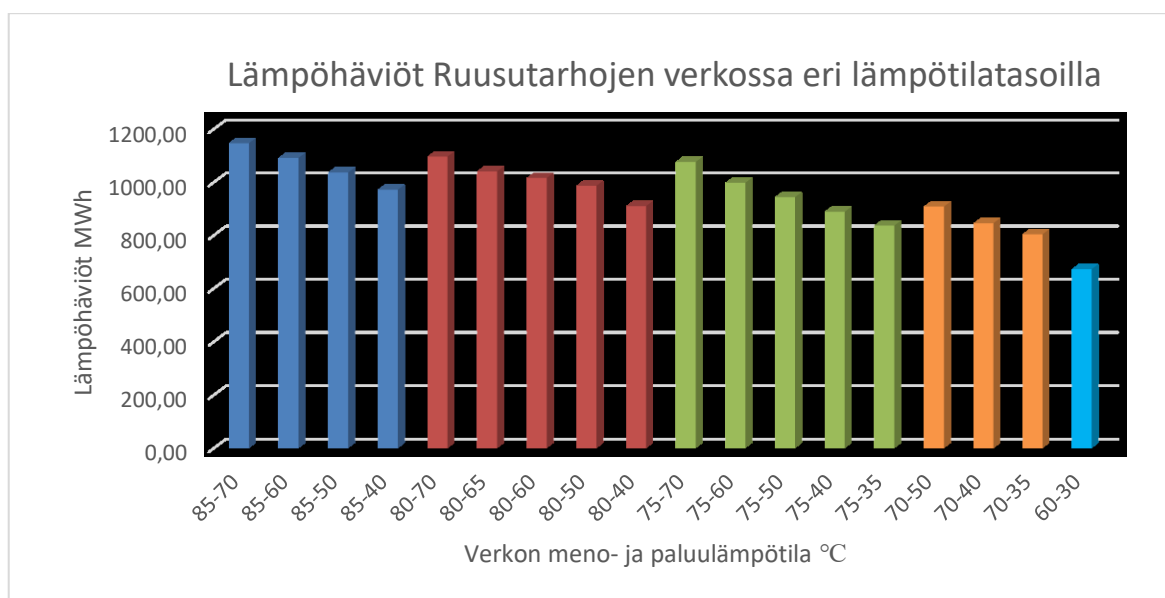
7.3 Lämpöhäviöt

Ruusutarhojen verkon lämpöhäviöt ja niistä aiheutuvat vuosikustannukset laskettiin taulukon 5 mukaisiksi.

Taulukko 5. Ruusutarhojen verkon etelähaaran lämpöhäviöt runkojohdon meno- ja paluulämpötiloissa 85 °C ja 70 °C. DN 40, 50, 65 ja 80 -kokoisten johtojen paluulämpötilaksi on oletettu 40 °C.

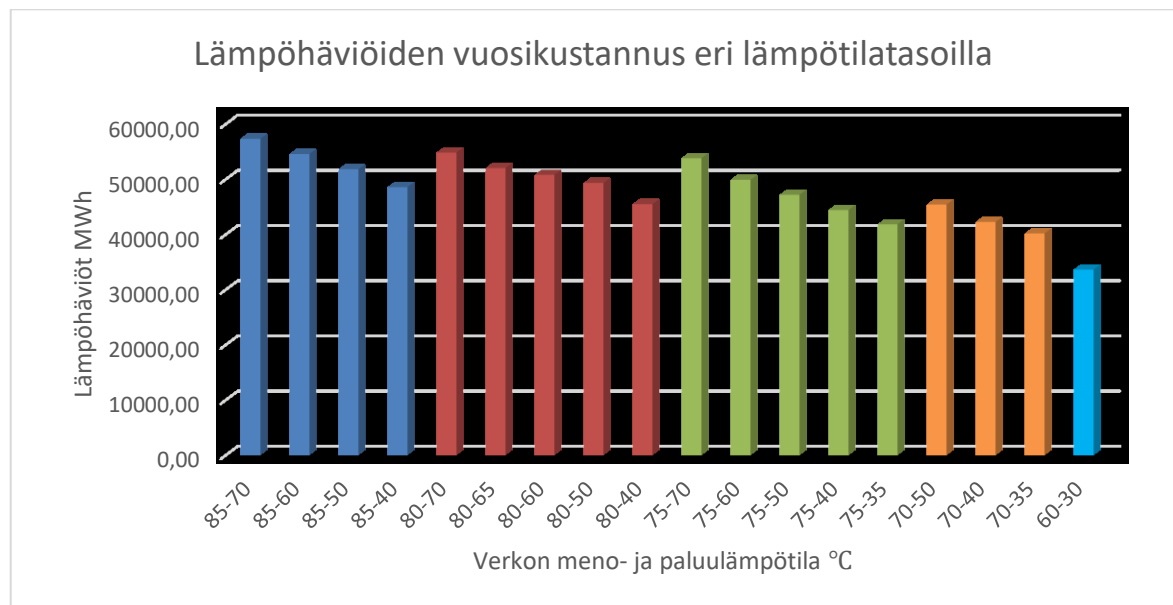
2Mpuk putken nimellishalkaisi- ja	pituus	Lämpöhä- viö	Lämpöhä- viö	Vuosikustan- nus	vuosikustan- nus
DN	m	W/m	W	€/m	€
40	171,6	17,71	3039,4	7,76	1331,24
50	116,1	19,23	2232,3	8,42	977,74
65	212,7	21,60	4595,1	9,46	2012,65
80	306,2	22,87	7001,9	10,02	3066,82
100	195,6	30,06	5878,9	13,16	2574,95
125	1434,9	33,54	48124,6	14,69	21078,55
150	112,6	36,93	4157,9	16,17	1821,15
yhensä:			75029,9		32863,11

Verkon kierrätysten vuoksi verkon nykytilaa vastaavat runkolinjojen keskimääräiset meno- ja paluulämpötilat ovat 85 °C ja 70 °C, joilla verkon eteläharaan lämpöhäviöt ovat 75,0 kW, mikä vuosienergiana tarkoittaa 657,3 MWh lämpöhäviötä. Koko verkon osalta vuosittainen lämpöhäviö on kyseisillä lämpötiloilla noin 1146 MWh. Mitattu lämmöntuotanto vuonna 2017 Ruusutarhojen verkossa oli 2880 MWh ja asiakkaiden mitattu kulutus 1727 MWh, joiden erotuksena muodostuneeksi verkostohäviöksi saadaan 1153 MWh, mikä vastaa erittäin suurella tarkkuudella laskentatyökalulla saatua tulosta. Vastaavasti eri lämpötilatasoilla koko verkossa syntyvät vuosittaiset lämpöhäviöt on esitetty kuvassa 25.



Kuva 25. Ruusutarhojen verkon lämpöhäviöt eri meno- ja paluulämpötiloissa

Kaukolämmön laskennallisella 50 €/MWh tuotantokustannuksella nykytilan lämpöhäviön vuosikustannukseksi tulisi siten noin 58000 euroa. Kuvassa 25 esitetyjä häviöitä vastaavat vuosikustannukset on esitetty kuvassa 26.



Kuva 26. Ruusutarhojen verkon etelähaaran lämpöhäviöiden vuosikustannukset eri meno- ja paluulämpötiloissa

Kuvista 25 ja 26 nähdään hyvin, miten lämpötilatasojen laskeminen pienentää verkon lämpöhäviöitä ja siten häviöistä aiheutuvia kustannuksia. Paluulämpötilan laskemisessa havaitaan erityisen suuri potentiaali häviöiden pienentämiseksi, sillä nykytilassa kaukolämpöveden paluulämpötila on tarpeettoman suuren kierrätyksen takia. Jos verkon keskimääräinen menolämpötila laskisi 75 °C ja paluulämpötila 40 °C lämpötilaan, verkon häviöt pienenisivät noin 258 MWh ja häviöiden vuosittain aiheuttama kustannus pienenesi 12900 € eli noin 22,5 %.

Jo pelkällä muutoksella verkon käyttöön saadaan aikaan säästöjä verkon pienentyvistä lämpöhäviöistä: jos Ruusutarhojen keskimääräistä menolämpötilaa lasketaan 85 °C lämpötilasta 80 °C lämpötilaan ja paluulämpötilan oletettaisiin pysyvän vakiona, vuosittainen lämpöhäviö pienenee noin 50 MWh:n verran, mikä tarkoittaa 2500 euroa vuosittaista kustannussäästöä. Koska Ruusutarhojen verkon jäähtymä on vuodenajasta riippuen 15 - 20°C, joten voidaan olettaa, että keskimääräistä menolämpötilaa laskettaessa myös runkojohtojen paluulämpötila laskee lähes yhtä paljon, eli keskimäärin noin 65 °C lämpötilaan. Tällöin verkon laskettu vuosittainen lämpöhäviö pienenesi noin 106 MWh:ä lähtötilanteesta, jolloin vuosittainen kustannussäästökin kasvaa 5300 €. Häviöt pienenisivät siten tarkasteltavassa verkossa noin 9 % menolämpötilan 5 °C alentamisella.

Kuvissa 20. ja 21. on esitetty vertailutilanne, jossa verkko olisi muutettu matalalämpöverkoksi keskimääräisten meno- ja paluulämpötilojen asettuessa 60 °C ja 30 °C lämpötiloihin. Tällaisten lämpötilatasojen vallitessa verkon lämpöhäviöt pienenisivät noin 42,1 % nykyisestä ja olisivat 671 MWh vuodessa.

Ruusutarhojen verkon yhdistäminen Keskustan verkkoon yhdysputkella vaatisi kilometrin mittaisen uuden johdon rakentamisen. Jos verkot yhdistettäisiin DN100 -kokoisella Mpuk -

kaukolämpöjohdolla, uudesta johdosta aiheutuisi noin 12,5 - 14 kW:n tehoinen lämpöhäviö riippuen vallitsevista meno- ja paluulämpötiloista, joiden voi olettaa asettuvan noin 75 - 80 °C ja 40 - 50 °C lämpötiloihin. Tämä tarkoittaa vuosittain noin 110 - 120 MWh siirtohäviötä, joka tulee ottaa huomioon siirtojohdon investointilaskelmassa.

Verkon häviöitä voidaan pienentää lämpötilojen laskemisen lisäksi pienentämällä verkon putkipituutta esimerkiksi korvaamalla vanhoja kaukolämpöjohtoja uusilla lämpötaloudellisesti edullisemmin sijoitetuilla johdoilla. Kaukolämpöjohtojen purkaminen ja rakentaminen on kuitenkin kallista erityisesti rakennetulla alueella, joten verkon uudelleenrakentaminen häviöiden pienentämiseksi osoittautuu useimmiten kannattamattomaksi. Seuraavassa on laskettu esimerkin vuoksi Ruusutarhojen verkon pohjoispäädyn kuvan 27 mukaisesta uusimisesta saatavia hyötyjä sekä syntyviä kustannuksia.



Kuva 27. Ruusutarhojen verkon pohjoispääty: vasemmalla todellinen tilanne ja oikealla esitettynä pääty uudelleenputkitettuna.

Ruusutarhojen pohjoishaaran suuri putkipituus aiheuttaa suhteellisen suuria lämpöhäviöitä, vaikka lämpötilatasoja laskettaisiinkin. Kaukolämpöverkoston fyysisillä muutoksilla putkipituuksia saataisiin lyhennettyä, jolloin osa häviöistäkin poistuisi. Pohjoishaaran päädän putkituksen uudelleenjärjestelyllä 400 m pituisella linjojen uusimisella voitaisiin korvata 700 m vanhaa kaukolämpölinjaa, mikä tarkoittaa putkipituuden lyhenemistä lähes 30 % kyseisellä asuinalueella. Kyseisellä muutoksella saavutettaisiin noin 2,5 kW lämpöhäviön pieneneminen nykyisillä lämpötilatasoilla, mikä tarkoittaisi noin 4500 € vuosittaisen säästön kaukolämmön nykyisellä tuotantohinnalla. Verkon lämpötiloja alennettaessa verkon osan häviö pienenee, jolloin vuosittainen säästökin pieneneisi. Saavutettu säästö on siten aivan liian pieni suhteessa verkon rakentamisen aiheuttamiin kustannuksiin: jos kaukolämpöputken rakentaminen maksaisi 150 €/m, verkon alueelliselle uudistamiselle tulisi hintaa 60 000 €.

7.4 Vaihtoehtoinen lämmöntuotanto

Maakaasun korvaaminen Ruusutarhojen verkon lämmöntuotannossa on yksi verkon kehitystyön käytännön tavoitteista. Perinteistä ratkaisua edustaa laskelma, jossa maakaasulämpökeskus korvattaisiin pellettiä polttavalla kiinteän polttoaineen kattilalla. Pelletti-kattilan investointikustannuksiin voidaan verrata vaihtoehtoisia lämmöntuotannon ratkaisuja, joina

on tutkittu maalämpöpumpun ja ilmalämpöpumpun mahdollisuutta, yhdysputken rakentamista Kapulista tulevaan linjaan sekä kaksisuuntaista kaukolämpöä.

7.4.1 Pellettikattila

Ruusutarhojen verkon lämmöntuotannon käyttämän maakaasun korvaamisen laskelmia voi verrata 0,5 MW tehoiseen pellettikattilan investointiin. Noin 250 000 € investoinnilla nykyinen lämpökeskus olisi korvattavissa peruskuorman osalta huipputeholtaan 0,5 MW pellettikattilalla, jolloin vara- ja huipputeho voitaisiin tuottaa maakaasulla. Suuren säätöalueen omaavalla kattilalla kyettäisiin tuottamaan lämmityskauden ulkopuolellakin kohtuullisen hyvällä hyötysuhteella. Fossiilisten polttoaineiden käytön korvaamiseen biopolttoaineilla voi saada 10 - 15 % investoinnista työ- ja elinkeinoministeriön energiatukea, jolloin investoinnin lasketuksi kustannukseksi saadaan 225 000 €. Korottomaksi takaisinmaksuajaksi saadaan 8,5 vuotta ja 4 % korkokannalla 10,6 vuotta, kun pelletin hinnaksi oletetaan 40 €/MWh.

7.4.2 Sähkökattila

Sähkökattila on varmatoiminen ja investointikustannuksiltaan edullinen vaihtoehto maakaasulla toimivien lämpökattiloiden korvaajaksi. Sähkön markkinahinta on ollut viime vuosina varsin edullinen ja Nivos Energia Oy:n omistaessa paikallisen sähkönsiirtoverkon, joten sähkönsiirtokustannukset eivät konsernin sisäisenä kauppana nosta lämmöntuotannon hintaa käytännössä maakaasun hintaa korkeammaksi. Sähkökattilan etuna on myös erittäin korkea hyötysuhde, jonka avulla maakaasukattiloiden noin 10 % kattilahäviöstä päästäisiin eroon käytännössä eroon. Sähkökattilan avulla Ruusutarhojen lämmöntuotanto voisi osallistua taajuusohjatun käyttöreservin kapasiteettiin kysyntäjoustokohteena, minkä avulla kattilainvestoinnin tuotto kasvaisi positiiviseksi. Sähkökattilainvestointi on laskelman mukaan edullisin ja sen takaisinmaksuaika on lyhin, joten investoinnin tarkempi selvitys on vahvasti suositeltavaa.

Myös Helsingin kaupungin kaukolämmön hiilineutraaliuden kehittämiseksi tehdyn tutkimuksen tuloksena lyhytaikainen lämpövarastointi ja uusiutuvaa sähköä käyttävä sähkökattila miellettiin parhaiksi ratkaisuksiksi 21 eri vaihtoehdon joukosta (Kirppu et al. 2018).

7.4.3 Yhdysputki

Yhdysputken rakentamisen kustannukset syntyvät maarakennustöistä, materiaaleista sekä putkiasennuksista. Häviöiden minimoimiseksi yhdysputki kannattaisi rakentaa kaksiputkisista nimellishalkaisijaltaan DN100 -kokoisista Mpuk -elementeistä. Runkojohdolle hyväksyttävällä enintään 1 bar/km painehäviöllä kyseisen putkikoon siirtokapasiteetti 40 °C jäähtymällä on 1,1 MW. Verkon huippukulutusta vastaava teho vuonna 2017 oli 0,8 MW, jota vastaavalla virtauksella kyseisen putken painehäviö jää 0,45 bar/km. Nimellishalkaisijaltaan DN125 -kokoisen putken kapasiteetti olisi 40 °C jäähtymällä 2 MW. Putkea rakentaessa on otettava huomioon verkon mahdollinen laajeneminen, mikä Ruusutarhojen alueella on odotusten mukaisesti varsin vähäistä.

Kaksiputkisen DN100 -kokoisen kaukolämpöjohdon keskimääräinen rakentamiskustannus vuonna 2016 oli 175 €/m ja DN125 -kokoisen 220 €/m, jolloin kilometrin mittaisen yhdysputken kokonaishinta asettuisi noin 200 000 € hintaluokkaan.

Yhdysputken rakentamisen kannattavuus riippuu Kapulissa sijaitsevan LTO:n korvaaman maakaasunkulutuksen määrästä sekä LTO:n tuotannon kustannuksista. Vuoden 2017 tehotiedoilla laskettuna LTO:n tuottamalla lämmöllä olisi voinut korvata 600 MWh maakaasulla tuotettua lämpöä ruusutarhan verkossa. LTO-laitoksen laajennuksen jälkeen lämpöpumppujen huipputehoa saadaan nostettua 3,3 MW:sta 5,5 MW:iin, jolla Ruusutarhojen verkossa olisi voinut korvata 1080 MWh maakaasulla tuotettua lämpöä. Yhdyslinjan aiheuttamaksi lämpöhäviöksi on laskelmissa oletettu 80 MWh vuodessa, joten laskelmat on tehty 1000 MWh säästetyllä vuosienenergialla.

Toinen yhdysputken kannattavuuteen vaikuttava tekijä on LTO-laitoksen tuottaman lämmön hinta. Diplomityössään Juha Pero laski LTO-laitoksen kuluttaman sähkön maksavan 16,4 € /MWh tuotettua lämpöä. Tämän kustannuksen lisäksi lämmöntuotannon muuttuviin kustannuksiin tulee laskea Yandex OY:lle lämmöstä maksettava hinta, joka on yhtiöiden välinen sopimusasia. Yhdysputken kannattavuutta on laskettu LTO-laitoksen tuotantokustannuksilla 25, 30, 35 ja 40 €/MWh.

Verkkojen yhdistämisen korottomaksi takaisinmaksuajaksi saadaan laskelman mukaan tuotantokustannuksista riippuen 8-20 vuotta ja 5 % korkokannalla 9,8 - 41 vuotta, kun maakaasun polttoainekustannuksena on käytetty arvoa 50 €/MWh.

7.4.4 Kaksisuuntainen maalämpöasiakas

Kaksisuuntaisen asiakkaan osalta laskelma tehtiin 50 kW lämpöteholla toimivan maalämpöpumpun hankkivalle asiakkaalle, jonka vuosittainen lämmönkulutus on 200 MWh, josta lämpöpumpulla tuotetaan 150 MWh ja kaukolämpönä ostetaan kylmimmillä ulkolämpötiloilla 50 MWh. Lämpöpumpulla kaukolämpöverkkoon tuotetaan tämän lisäksi 250 MWh ylijäämälämpöä. Asiakkaan oletetaan kykenevän lämpöpumpuillaan tuottamaan kaukolämpöä menolinjaan, jolloin asiakkaalle maksetaan tuotetusta lämmöstä yhtiön marginaalikustannusta vastaavaa hintaa. Riittävän korkean lämpötilan saavuttaminen maalämmön avulla on haastavaa ja vaatii lämpöpumpulta paljon, mutta laskennassa on oletettu lämpöpumpun saavuttavan COP -arvon 3.

Lämpöpumpun, riittävän maalämpökentän ja rakennustöiden vaatiman investoinnin oletetaan olevan 150 000 €, josta 15 % oletetaan katettavan uusiutuvan energian hankkeisiin tarkoitettulla investointituella.

Kaukolämpöyhtiön lämmöntuotannon marginaalihinnan on oletettu olevan laskelmissa 50 € tai 40 €. Vastaavasti kaukolämpöyhtiön myymän lämmön asiakashinnat ovat marginaalikustannusta 10 € kalliimmat, joten asiakas välttyy ostamasta lämpöä hintaan 60 € tai 50 €. Sähkön kuluttajahinnan oletetaan pysyvän siirtomaksujen ja verojen kanssa 100 €/MWh hinnassa.

Tehtyjen oletusten ja liitteessä 4. nähtävien laskelmien mukaan edellä esitellyissä tapauksissa investoinnin korottomat takaisinmaksuajat olisivat 15,6 ja 30,6 vuotta riippuen kaukolämpöyhtiön lämmöntuotannon marginaalikuluista. 5 % korkokannalla investoinnin takaisinmaksuaika on ensimmäisessä tapauksessa 31,1 vuotta ja jälkimmäisessä investointi ei maksa itseään takaisin.

Investoinnin kannattavuus riippuu voimakkaasti lämmöstä maksetusta hinnasta sekä alkuperäisen investoinnin koosta. Suuren maalämpökentän poraaminen aiheuttaa korkeat kus-

tannukset sillä kentän on kyettävä luovuttamaan lämpöä koko vuoden ajan eikä kentän lämpötila pääse juurikaan palautumaan lämmityskauden ulkopuolella.

Laskelma on suuntaa-antava, koska jokainen maalämpöjärjestelmä on mitoitettava kohdekohtaisesti eikä järjestelmällä ole normaalioloissa tarkoitus tuottaa ylimääräistä lämpöä kiinteistön lämmityksen lisäksi.

7.4.5 Lämpöpuput paikallislämmöntuotannossa

Yhtä aikaa tämän diplomityön kanssa, osana Energiaväylä -hankkeetta käynnistettiin selvitys maalämpö- ja ilmalämpöpumppujen potentiaalista aluelämpöverkon lämmöntuotannon tueksi tai korvaajaksi. Ilmalämpöpumpuilla kyettäisiin tuottamaan kesäaikana lämpimän käyttöveden tuottamiseen tarvittavaa lämpötehoa ja maalämmöllä voisi mahdollisesti korvata pienen lämpökeskuksen tuotantoa myös talviaikaan. Maalämpökaivoa tai kaivoja tulisi todennäköisesti varata kesäaikana, jottei maasta saatava teho talviaikaan pääsisi laskemaan ja heikentämään lämpöpumpun hyötysuhdetta.

Yksi potentiaalinen lämmönlähde lämpöpumpulle voisi olla nykyisen lämpökeskuksen vieressä sijaitsevan sähköaseman suurjännitemuuntajien häviöistä syntyvä hukkalämpö. Jos huipputeholtaan noin 10 MW muuntajan hyötysuhde olisi 99 %, kahdesta tällaisesta muuntajasta voisi saada 0,2 MW hukkalämpötehon kovilla pakkasilla, jolloin sähkötehon tarve on suurimmillaan. Muuntajien hukkalämmön hyödyntämisestä kannattaa tehdä erillinen selvitys, jossa järjestelmän hyötysuhteisiin, toimivuuteen ja kustannuksiin perehdyttiin tarkasti.

8 Johtopäätökset ja yhteenveto

Kaukolämpöalalla on vallinnut muutosvaihe kilpailevien lämmöntuotantomuotojen, erityisesti lämpöpumppujen kilpailukyvyn kehittyessä, fossiilisen lämmöntuotannon kallistuessa ja rakennusten energiatehokkuuden parantuessa. Kaukolämpöalalla on tehty viime vuosina paljon tutkimusta verkkojen kehittämiseksi erityisesti matalalämpöisyyden, älykkyyden ja kaksisuuntaisuuden lähtökohdista. Automatisoitujen mittausten yleistyessä ja tiedonsiirron halventuessa kaukolämpöyritysten saatavilla on entistä paremmin dataa verkkojen toiminnasta, mikä mahdollistaa entistä tarkemman optimoinnin muun muassa lämmöntuotannossa ja verkkojen rakentamisessa.

Tässä diplomityössä selvitettiin kaukolämpöverkon menolämpötilan alentamisen vaikutuksia verkon ja asiakkaiden kannalta ja tätä varten mallinnettiin Nivos Energia Oy:n Ruusutarhojen aluelämpöverkon lämpötilaa. Mallinnuksen avulla havaittiin, että menolämpötilaa kyetään laskemaan, mutta lämmöntuotannossa menolämpötilaa on pidettävä alimmillaan noin 75 °C lämpötilassa, mikä tarkoittaa, ettei pääosa verkosta sijoitu matalalämpöverkoksi luettavalle lämpötila-alueelle. Verkon runkojohdot on pidettävä käytännössä vähintään 70 °C lämpötilassa, jotta asiakkaiden liityntäjohtojen aiheuttama lämpöhäviö ei laske asiakkaalle päätyvää kaukolämpöveden lämpötilaa liikaa. Tämä johtuu lämmityskauden ulkopuolisen lämmönkulutuksen pienuudesta sekä verkon pienestä tehotehyydestä pohjoishaa-
ran pientaloalueilla, joissa asuntoihin on tarjottava kaukolämpöä nykysopimuksien mukaan vähintään 65 °C lämpötilassa lämpimän käyttöveden tuottamiseksi. Asuntojen käyttöveden lämmönvaihdingen mitoitus olisi suositeltavaa selvittää, sillä pienelle asteisuudelle mitoitettu lämmönvaihdin voisi tuottaa riittävän lämmintä käyttövettä jopa 60 °C lämpöisellä kaukolämmöllä.

Jotta lämmöntuotannon menolämpötilaa voitaisiin laskea alle 75 °C lämpötilaan, asiakkaiden käyttöveden lämmitystä tulisi muokata esimerkiksi niin, että kaukolämmöllä suoritettaisiin käyttöveden esilämmitys ja käyttölämpötilan saavuttamiseksi vettä lämmitettäisiin esimerkiksi sähkövastuksella tai lämpöpumpulla. Myös asiakkaiden lämmitysjärjestelmien mitoitus tulisi selvittää, sillä lattialämmityskohteissa matalalämpöiseen kaukolämpöön siirtyminen ei vaatisi fyysisiä muutoksia kuin käyttöveden lämmityksessä. Jos asiakkailla on käytössään radiaattorilämmitysjärjestelmiä, näihin saattaisi mitoituksesta riippuen olla tarve rakenteellisille muutoksille.

Työssä mallinnettujen tulosten pohjalta havaittiin, ettei kaukolämmön menolämpötilaa tarvitse todennäköisesti nostaa tutkitussa verkossa talvellaan yli 80 °C lämpötiloihin, sillä ulkolämpötilan laskiessa rakennusten lämmitysten tehonkulutus kasvaa kasvattaen runkolinjojen virtaamaa, mikä pitää verkon lämpimänä. Tämä on kuitenkin varmennettava toteuttamalla kohdennettuja mittauksia verkon päässä sijaitsevilla pientaloilla, joiden lämmönkulutus on läpi vuoden pientä, mikä aiheuttaa asiakkaiden liityntäjohdoissa lämpötilan suuria pudotuksia.

Ruusutarhojen verkon kierrätysten huomattiin aiheuttavan merkittäviä lämpöhäviöitä korkean paluulämpötilan vuoksi. Verkostomallinnuksen avulla huomattiin, että kiinteät kierrätykset voidaan poistaa asentamalla tilalle säädettävä kierrätys yhden tai kahden asiakkaan lämmönjakohuoneeseen.

Menolämpötilan laskemisen ohella erityisesti paluulämpötilan alentamisessa havaittiin runsaasti potentiaalia lämpöhäviöiden pienentämiseksi. Keskimääräistä menolämpötilaa laskemalla kymmenellä asteella 85 °C lämpötilasta 75 °C lämpötilaan syntyvät lämpöhäviöt pienenisivät noin 7 %. Jos keskimääräinen paluulämpötila saataisiin laskettua 75 °C lämpötilasta 40 °C lämpötilaan esimerkiksi poistamalla kiinteät kierrätykset, verkostohäviöitä kyettäisiin pienentämään vielä noin 22,5 % lisää menolämpötilan laskemisesta saatavien vähennysten lisäksi.

Kaksisuuntaiselle kaukolämmölle ei havaittu Ruusutarhojen verkossa juurikaan potentiaalia, sillä hyödynnettäviä tasaisia ylijäämälämpövirtoja ei tunnistettu kaukolämpöverkon vaikutusalueella eikä verkon lämpötilaa kyetä mallinnuksen perusteella laskemaan maalämpöpumpun vaativalle tasolle.

Koska mallinnus on tehty käyttäen tehon vuorokausikeskiarvoja, tulos ei vastaa täysin todellisuutta varsinkaan lämmityskauden ulkopuolella, jolloin lämmönkulutus syntyy lämpimän käyttöveden tuottamisesta ja on erityisesti pientaloissa hyvin vaihtelevaa. Kun liittymiä on useita, tehonvaihtelun tiedetään tasaantuvan asiakkaiden kesken, mutta Ruusutarhojen verkon pohjoishaaran todellisista lämpötiloista saadaan varmuus vain tarkemman mittauksen avulla. Tätä varten yhtiön kaikkien asiakkaiden mittauksissa kannattaisi siirtyä tuntimittauksiin. Kaukolämmön tuntimittauksen avulla voisi olla mahdollista toteuttaa verkon lähes reaaliaikainen seuranta asiakasmittauksiin perustuvan laskennan avulla ja esimerkiksi asiakaslaitteiden toimintaa kyettäisiin seuraamaan ja virheellisesti toimiviin laitteisiin kyettäisiin puuttumaan. Kaukolämmön etämittauksen pitäisi antaa tuntidataa, jotta mittauksia voidaan riittävällä tarkkuudella hyödyntää muuhunkin kuin laskuttamiseen.

Kaukolämpöverkon simulointimallia tulee päivittää saadun mittaustiedon mukaisesti, jotta mallin todenmukaisuus kasvaa jokaisen iteraation seurauksena. Verkstomallinnusta tul- laan laajentamaan kaikkiin yhtiön verkkoihin ja mittausdataa on siksi saatava lisää kaik- kien verkkojen asiakkailta.

Ruusutarhojen verkon kehittämisen kannalta oleellinen kohde on lämmöntuotannon kus- tannusten pienentäminen. Verkon liittäminen Kapulista tulevaan yhdyslinjaan ilmeni kan- nattamattomaksi lämmön talteenottolaitoksen nykyisellä kapasiteetilla. Jos lämmön tal- teenottolaitos tulevaisuudessa laajenisi, yhdysputken kannattavuutta kannattaa ehdottomas- ti selvittää uudelleen. Investointilaskelman avulla edullisimmaksi korvaavaksi lämmöntuo- tantomuodoksi nousi sähkökattila, joka toimisi kysyntäjoustopuolella osana taajuusohjattua käyttöreserviä. Sähkökattilahankinnan tarkempi selvittäminen on tämän diplomityön perus- teella erittäin suositeltavaa.

Lähdeluettelo

- Abdurafikov, R., Grahn, E., Kannari, L., Ypyä, J., Kaukonen, S., Heimonen, I. & Paiho, S. 2017. An analysis of heating energy scenarios of a Finnish case district. *Sustainable Cities and Society*. Volume 32. S. 56-66. ISSN 2210-6707. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670717300586>
- Asianajotoimisto Krogerus. 2014. Määräävän markkina-aseman väärinkäyttövalvonnan kaukolämpöliiketoiminnan kehittämiseksi asettamat reunaehdot [verkkodokumentti]. [Viitattu 18.01.2018]. Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/mma_selvitys_kaukolampo_v4_0.pdf
- Averfalk H. & Werner S. 2017. Essential improvements in future district heating systems. *Energy Procedia*. Volume 116. S. 217-225. ISSN 1876-6102. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.069>
- Averfalk H. & Werner S. 2018. Novel low temperature heat distribution technology. *Energy*. Volume 145. S. 526-539. ISSN 0360-5442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.157>
- Brand, L., Calvén, A., Englund, J., Landersjö, H. & Lauenburg, P. 2014. Smart district heating networks – A simulation study of prosumers' impact on technical parameters in distribution networks. *Applied Energy*. Volume 129. S. 39-48. ISSN 0306-2619. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.079>
- Castro Flores, J.F., Lacarrière B., Chiu, J.N.W. & Martin, V. 2017. Assessing the techno-economic impact of low-temperature subnets in conventional district heating networks. *Energy Procedia*. Volume 116. S. 260-272. ISSN 1876-6102. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217322804>
- Energiategallisuus. 2006. Kaukolämmön käsikirja. Helsinki: Kirjapaino Libris Oy. ISBN 952-5615-08-1.
- Energiategallisuus. 2013. Rakennusten kaukolämmitys, Määräykset ja ohjeet, julkaisu K1/2013. [Verkojulkaisu]. [Viitattu: 30.1.2018]. Saatavissa: https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/julkaisu_k1_2013_rakennusten_kaukolammitys_maaraykset_ja_ohjeet.html. ISBN 978-952-5615-42-5.
- Energiategallisuus. 2014. Lämmityssiirtimet uudisrakennuksissa -muutos julkaisun K1/2013 mitoituslämpötiloihin. [Verkojulkaisu]. [Viitattu: 30.1.2018]. Saatavissa: https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/julkaisu_k1_2013_rakennusten_kaukolammitys_maaraykset_ja_ohjeet.html
- Energiategallisuus. 2016a. Kaukolämpö 2016 graafeina. [Verkojulkaisu]. [Viitattu: 08.01.2018]. Saatavissa: https://energia.fi/files/2088/KL_kalvopaketti_tilastot_2016.pptx

Energiateollisuus. 2016b. Suositus L1/2016. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu: 07.02.2018]. Saatavissa: https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/suositus_11_2016_kiinnivaahdotetut_kaukolampojohdot.html

Energiateollisuus. 2017a. Energiavuosi 2016 - Kaukolämpö. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu: 08.01.2018]. Saatavissa: https://energia.fi/files/1559/Kaukolampovuosi_2016_en-nakko_20170214.pptx

Energiateollisuus. 2017b. Kaukolämmön hinnat 1.7.2017. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu: 08.01.2018]. Saatavissa: https://energia.fi/files/1775/Liite1_KL-hintataulukko_010717_paivitetty_261017.xls

Energiateollisuus. 2018a. ”Lämmitysmarkkinat”. [verkkosivu]. [Viitattu: 17.01.2018]. https://energia.fi/perustietoa_energia-alasta/energiamarkkinat/lammitysmarkkinat.

Energiateollisuus. 2018b. Kaukolämpövuosi 2017. [verkkajulkaisu]. [Viitattu: 07.02.2018]. https://energia.fi/files/2342/Kaukolampovuosi2017_mediakalvot_paivitetty20180202.pptx

Energiavirasto. 2017. Suomen kansallinen energiatehokkuuden toimintasuunnitelma NEEAP-4. [verkkodokumentti]. [Viitattu: 02.02.2018]. saatavissa: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fi_neeap_2017_fi.pdf.

Energiavirasto. 2018a. Maakaasun teollisuuskäyttäjähintojen ja tukkutariffi-indeksin kehitys [verkkodokumentti]. [Viitattu: 17.01.2018]. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/maakaasun-hintatilastot>

Energiavirasto. 2018b. Yleistä päästökaupasta [verkkosivu]. [Viitattu: 02.02.2018]. saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/yleista-paastokaupasta>

EUGUGLE. 2018. Factsheet BEST 7 Limited liability housing company Tampereen Pohjolankatu 18-20. [verkkodokumentti]. [Viitattu: 06.02.2018]. saatavissa: <http://eu-gugle.eu/wp-content/uploads/2013/10/eu-guglefactsheetbest7tampereen-pohjolankatu-18-20-v2.pdf>

EU direktiivi. 2010. Direktiivi rakennusten energiatehokkuudesta (uudelleenlaadittu). Euroopan parlamentti ja Euroopan unionin neuvosto, direktiivi 2010/31/EU. [Viitattu: 22.01.2018].

EU direktiivi. 2012. Energiatehokkuusdirektiivi. Euroopan parlamentti ja neuvosto direktiivi 2012/27/EU. [Viitattu: 05.02.2018].

Euroopan unioni. 2016. Ehdotus EUROOPAN PARLAMENTIN JA NEUVOSTON DIREKTIIVI uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä (uudelleenlaadittu toisinto) COM/2016/0767. [Viitattu: 05.02.2018].

Fortum. 2018a. Open District Heating. [verkkosivu]. [Viitattu: 18.01.2018]. <https://www.opendistrictheating.com/our-offering/>

Fortum. 2018b. Fortum avaa ensimmäisenä Suomessa kaukolämpöverkkonsa kaikille puhtaasti energian tuottajille. [verkkosivu]. [Viitattu: 8.03.2018]. <https://www.fortum.fi/media/2018/03/fortum-avaa-ensimmaisena-suomessa-kaukolampoverkkonsa-kaikille-puhtaasti-energian>

Gadd, H. & Werner S. 2014. Achieving low return temperatures from district heating substations. *Applied Energy*. Volume 136. S. 59-67. ISSN 0306-2619. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.022>

Gadd, H. & Werner S. 2015. Fault detection in district heating substations. *Applied Energy*. Volume 157. S. 51-59. ISSN 0306-2619. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.061>

Gaia Consulting. 2014. Lämmön pientuotannon ja pienimuotoisen ylijäämälämmön hyödyntäminen kaukolämpötoiminnassa. Loppuraportti. [Verkkojulkaisu]. [Viitattu: 29.1.2018]. saatavissa: https://energia.fi/files/981/Lammon_pientuotannon_ja_ylijaama-lammon_hyodyntaminen_kaukolampotoiminnassa20141215_.pdf

Helen. 2018. KATRI VALAN LÄMPÖPUMPPULAITOS. [verkkosivu]. [Viitattu: 25.01.2018]. <https://www.helen.fi/yritys/energia/energiantuotanto/voimalaitokset/katri-vala/>

Herbert, P. 1995. Rundgångars ekonomiska betydelse för fjärrvärmensätten. Investerings-, drift och underhållskostnader. R&D-report 525. Värmeforsk. Stockholm.

Karjanlahti, J. 2012. Kilpailuviraston kaukolämpöalaa koskevat selvitykset. Kilpailuviraston vuosikirja 2012, saatavissa: <https://www.kkv.fi/globalassets/kkv-suomi/julkaisut/vuosikirjat/kilpailuvirasto/2012/vuosikirja-2012-karjanlahti.pdf>

Kauppila, K. 2018. Sahanmäen energiaväylän siirtoverkoston mitoitus. Energiaväylä -hanke. [Verkkojulkaisu]. Hyvinkää: EnerSys CM Oy. [Viitattu: 12.4.2018]. saatavissa: https://sykli.fi/Portals/5/xBlog/uploads/2018/3/5/Sahanm%C3%A4enenergiav%C3%A4yl%C3%A4nsiirtoverkosto_FINAL_06032018.pdf

Kilpijärvi, A. 2015. Maalämpöpumppujen mitoituksien vertailu. AMK-Opinnäytetyö. Oulun ammattikorkeakoulu. Talotekniikan koulutusohjelma. 36 s. 4 liitettä

Kirppu, H., Lahdelma, R., Salminen, P. 2018. Multicriteria evaluation of carbon-neutral heat-only production technologies for district heating. *Applied Thermal Engineering*. Volume 130. S. 466-476. ISSN 1359-4311. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.10.161>.

Korjus, T. 2016. Kaukolämmön uudet hinnoittelumallit Suomessa ja Ruotsissa sekä niiden kehittyminen markkinoiden mukana. Diplomityö, Aalto yliopisto, Energia- ja LVI-tekniikan koulutusohjelma. Espoo. 92 s.

Köfinger, M., Basciotti, D. & Schmidt R. 2017. Reduction of return temperatures in urban district heating systems by the implementation of energy-cascades. *Energy Procedia*. Vol-

ume 116. S. 438-451. ISSN 1876-6102. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217322981>

Leppäharju, N. 2008. Kalliolämmön hyödyntämiseen vaikuttavat geofysikaaliset ja geologiset tekijät. Pro-gradututkielma, Oulun yliopisto, Fysikaalisten tieteiden laitos, Geofysiikan osasto. 79 s., 6 liitettä

Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Thorsen, J., Hvelplund, F. & Mathiesen, B. 2014. 4th Generation District Heating (4GHD). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*. Vol. 68. S. 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>

Lyytikäinen, L. 2015. Uuden asuinalueen kaksisuuntaisen kaukolämpöratkaisun asiakastarveselvitys. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknillinen tiedekunta, LUT Energia, energiatekniikka. Lappeenranta. 130s. 1 liite

Lähienergia. 2018. As Oy Tampereen Pohjolankatu 18-20. [verkkodokumentti]. [Viitattu: 06.02.2018]. saatavissa: <https://www.lahienergia.org/app/uploads/04-asoy-Tre-2018-01-31.pdf>

Mäkelä V-M. & Tuunanen J. 2015. Suomalainen kaukolämmitys. Mikkeli. Mikkelin ammattikorkeakoulu. ISBN 978-951-588-506-7. 159 s.

Oikeusministeriö. 2013. Valtioneuvoston asetus polttoaineteholtaan alle 50 megawatin energiantuotantoyksiköiden ympäristönsuojeluvaatimuksista. Oikeusministeriö. [Viitattu: 2.02.2018]. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130750>

Ommen, T., Markussen, WB. & Elmegaard, B. 2016. Lowering district heating temperatures – Impact to system performance in current and future Danish energy scenarios. *Energy*. vol 94. S. 273-291. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.063>

Paiho, S. & Reda, F. 2016. Towards next generation district heating in Finland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 65. S. 915-924. ISSN 1364-0321. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.049>

Pero, J. 2016. Kaukolämpöliiketoiminnan kehittäminen Mäntsälän Sähkö osakeyhtiössä. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, LUT School of Energy Systems, LUT Energiatekniikka. Lappeenranta. 113s. 4 liitettä.

Pöyry. 2016. Kaksisuuntaisen kaukolämmön liiketoimintamallit. Energiateollisuus ry; Sitra. Helsinki. Saatavissa: <https://www.sitra.fi/julkaisut/kaksisuuntaisen-kaukolammon-liiketoimintamallit/>

RakMk D1. 2007. Kiinteistöjen vesi- ja viemärlaitteistot. Määräykset ja ohjeet 2007. Säännös Suomen rakentamismääräyskokoelmassa. Ympäristöministeriö. [Viitattu: 30.01.2018]. saatavissa: https://www.finlex.fi/data/normit/28208/D1_2007.pdf

Rämä, M. & Sipilä, K. 2010. Challenges on low heat density district heating network design. 12th International symposium on district heating and cooling. Tallinn. S. 69-72

Rämä, M. & Sipilä, K. 2017. Transition to low temperature distribution in existing systems. *Energy Procedia*. Volume 116. S. 58-68. ISSN 1876-6102. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.055>

Schmidt, D., Kallert, A., Blesl, M., Svendsen, S., Li, H., Nord, N. & Sipilä, K. 2017. Low Temperature District Heating for Future Energy Systems. *Energy Procedia*. Volume 116. S. 26-38. ISSN 1876-6102 <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217322592>

Sørensen P.A., Nielsen J.E., Battisti R., Schmidt T. & Trier D. 2012. Solar district heating guidelines: Collection of fact sheets. saatavissa: http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf

Tengvall, J. 2007. *DI Suomen rakentamismääräyskokoelma, Kiinteistöjen vesi- ja viemärlaitteistot, Määräykset ja ohjeet*. Helsinki: Suomen ympäristöministeriö.

Tilastokeskus. 2017. Liitetaulukko 1. Energiaverot sekä huoltovarmuus- ja öljysuojamaksut. [verkkosivu] [viitattu: 17.2.2018] saatavissa: http://www.stat.fi/til/ehi/2017/03/ehi_2017_03_2017-12-07_tau_001_fi.html

Turku Energia. 2018. Skanssin uudenlaiset energiaratkaisut. [verkkosivu]. [Viitattu: 18.01.2018]. <https://www.turku.fi/skanssin-uudenlaiset-energiaratkaisut>

Työ- ja elinkeinoministeriö. 2017. Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030. [verkkojulkaisu]. [Viitattu 2.2.2018]. ISBN 978-952-327-190-6. Saatavissa: http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79189/TEM-jul_4_2017_verkkojulkaisu.pdf

Valtiovarainministeriö. 2018. Energiaverotus. [verkkosivu]. [Viitattu: 17.01.2018]. saatavissa: <http://vm.fi/energiaverotus>

Verohallinto. 2018. Sähkön ja eräiden polttoaineiden verotaulukot. [verkkosivu]. [Viitattu: 17.01.2018]. https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/tietoa-yritysverotuksesta/valmisteverotus/valmisteverolajit/sahko_ja_eraat_polttoaineet/sahkon_ja_eraiden_polttoaineiden_verota

Weiss, W., Spörk-Dür, M. & Franz M. 2017. Solar heat worldwide. IEA Solar Heating and Cooling Programme. [verkkojulkaisu]. [Viitattu 2.2.2018]. saatavissa: <http://www.iea-shc.org/data/sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2017.pdf>

Yang, X., Li, H. & Svendsen, S. 2016. Evaluations of different domestic hot water preparing methods with ultra-low-temperature district heating. *Energy*. Volume 109. S. 248-259. ISSN 0360-5442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.109>

Zinko, H., Böhm, B., Sipilä, K., Kristjansson, H., Ottosson, U. & Rämä, M. 2008. District Heating Distribution in Areas with Low Heat Demand Density. International Energy Agency.

Østergaard, D. & Svendsen, S. 2017. Space heating with ultra-low-temperature district heating – a case study of four single-family houses from the 1980s. *Energy Procedia*. Volume 116. S. 226-235. ISSN 1876-6102. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.070>

Liiteluettelo

Liite 1. Kapuli-Ruusutarhat -yhdysputki, investointilaskelma

Liite 2. Pelletti-laitos, investointilaskelma

Liite 3. Sähkökattila, investointilaskelma

Liite 4. Kaksisuuntainen kaukolämpöasiakas, investointilaskelma

Tapaus 1. LTO:n tuotantokustannus 25€/MWh

investointi	200000 €
teho	0,2 MW
huippukäyttöaika	5000 h
Energian tuotanto	1000 MWh
tuotantokustannus (maakaasu)	50 €/MWh
tuotantokustannus (LTO)	25 €/MWh
kustannussäästö	25000 €
takaisinmaksuaika (korko 0%)	8,00 Vuotta
takaisinmaksuaika (korolla)	10,5 Vuotta
korko	5 %

vuosi	investoinnin rahavirta	nettonykyarvo	Kumulatiivinen nettonykyarvo
0	-200000,00	-200000,00	-200000,00
1	25000,00	23809,52	-176190,48
2	25000,00	22675,74	-153514,74
3	25000,00	21595,94	-131918,80
4	25000,00	20567,56	-111351,24
5	25000,00	19588,15	-91763,08
6	25000,00	18655,38	-73107,70
7	25000,00	17767,03	-55340,67
8	25000,00	16920,98	-38419,68
9	25000,00	16115,22	-22304,46
10	25000,00	15347,83	-6956,63
11	25000,00	14616,98	7660,36
12	25000,00	13920,94	21581,29
13	25000,00	13258,03	34839,32
14	25000,00	12626,70	47466,02
15	25000,00	12025,43	59491,45
16	25000,00	11452,79	70944,24
17	25000,00	10907,42	81851,66
18	25000,00	10388,02	92239,67
19	25000,00	9893,35	102133,02
20	25000,00	9422,24	111555,26
21	25000,00	8973,56	120528,82
22	25000,00	8546,25	129075,06
23	25000,00	8139,28	137214,35
24	25000,00	7751,70	144966,04
25	25000,00	7382,57	152348,61

Tapaus 2. LTO:n tuotantokustannus 30€/MWh

investointi	200000 €
teho	0,2 MW
huippukäyttöaika	5000 h
Energian tuotanto	1000 MWh
tuotantokustannus (maakaasu)	50 €/MWh
tuotantokustannus (LTO)	30 €/MWh
kustannussäästö	20000 €
takaisinmaksuaika (korko 0%)	10,00 Vuotta
takaisinmaksuaika (korolla)	14,2 Vuotta
korko	5 %

vuosi	investoinnin rahavirta	nettonykyarvo	Kumulatiivinen nettonykyarvo
0	-200000,00	-200000,00	-200000,00
1	20000,00	19047,62	-180952,38
2	20000,00	18140,59	-162811,79
3	20000,00	17276,75	-145535,04
4	20000,00	16454,05	-129080,99
5	20000,00	15670,52	-113410,47
6	20000,00	14924,31	-98486,16
7	20000,00	14213,63	-84272,53
8	20000,00	13536,79	-70735,74
9	20000,00	12892,18	-57843,57
10	20000,00	12278,27	-45565,30
11	20000,00	11693,59	-33871,72
12	20000,00	11136,75	-22734,97
13	20000,00	10606,43	-12128,54
14	20000,00	10101,36	-2027,18
15	20000,00	9620,34	7593,16
16	20000,00	9162,23	16755,39
17	20000,00	8725,93	25481,32
18	20000,00	8310,41	33791,74
19	20000,00	7914,68	41706,42
20	20000,00	7537,79	49244,21
21	20000,00	7178,85	56423,05
22	20000,00	6837,00	63260,05
23	20000,00	6511,43	69771,48
24	20000,00	6201,36	75972,84
25	20000,00	5906,06	81878,89

Tapaus 3. LTO:n tuotantokustannus 35€/MWh

investointi	200000 €
teho	0,2 MW
huippukäyttöaika	5000 h
Energian tuotanto	1000 MWh
tuotantokustannus (maakaasu)	50 €/MWh
tuotantokustannus (LTO)	35 €/MWh
kustannussäästö	15000 €
takaisinmaksuaika (korko 0%)	13,33 Vuotta
takaisinmaksuaika (korolla)	22,5 Vuotta
korko	5 %

vuosi	investoinnin rahavirta	nettonykyarvo	Kumulatiivinen nettonykyarvo
0	-200000,00	-200000,00	-200000,00
1	15000,00	14285,71	-185714,29
2	15000,00	13605,44	-172108,84
3	15000,00	12957,56	-159151,28
4	15000,00	12340,54	-146810,74
5	15000,00	11752,89	-135057,85
6	15000,00	11193,23	-123864,62
7	15000,00	10660,22	-113204,40
8	15000,00	10152,59	-103051,81
9	15000,00	9669,13	-93382,67
10	15000,00	9208,70	-84173,98
11	15000,00	8770,19	-75403,79
12	15000,00	8352,56	-67051,23
13	15000,00	7954,82	-59096,41
14	15000,00	7576,02	-51520,39
15	15000,00	7215,26	-44305,13
16	15000,00	6871,67	-37433,46
17	15000,00	6544,45	-30889,01
18	15000,00	6232,81	-24656,20
19	15000,00	5936,01	-18720,19
20	15000,00	5653,34	-13066,84
21	15000,00	5384,14	-7682,71
22	15000,00	5127,75	-2554,96
23	15000,00	4883,57	2328,61
24	15000,00	4651,02	6979,63
25	15000,00	4429,54	11409,17

Tapaus 4. LTO:n tuotantokustannus 40€/MWh

investointi	200000 €
teho	0,2 MW
huippukäyttöaika	5000 h
Energian tuotanto	1000 MWh
tuotantokustannus (maakaasu)	50 €/MWh
tuotantokustannus (LTO)	40 €/MWh
kustannussäästö	10000 €
takaisinmaksuaika (korko 0%)	20,00 Vuotta
takaisinmaksuaika (korolla)	- Vuotta
korko	5 %

vuosi	investoinnin rahavirta	nettonykyarvo	Kumulatiivinen nettonykyarvo
0	-200000,00	-200000,00	-200000,00
1	10000,00	9523,81	-190476,19
2	10000,00	9070,29	-181405,90
3	10000,00	8638,38	-172767,52
4	10000,00	8227,02	-164540,49
5	10000,00	7835,26	-156705,23
6	10000,00	7462,15	-149243,08
7	10000,00	7106,81	-142136,27
8	10000,00	6768,39	-135367,87
9	10000,00	6446,09	-128921,78
10	10000,00	6139,13	-122782,65
11	10000,00	5846,79	-116935,86
12	10000,00	5568,37	-111367,48
13	10000,00	5303,21	-106064,27
14	10000,00	5050,68	-101013,59
15	10000,00	4810,17	-96203,42
16	10000,00	4581,12	-91622,30
17	10000,00	4362,97	-87259,34
18	10000,00	4155,21	-83104,13
19	10000,00	3957,34	-79146,79
20	10000,00	3768,89	-75377,90
21	10000,00	3589,42	-71788,47
22	10000,00	3418,50	-68369,97
23	10000,00	3255,71	-65114,26
24	10000,00	3100,68	-62013,58
25	10000,00	2953,03	-59060,55

Pellettilaitos

investointi	250000 €
energiatuki	10 %
investointi energiatuen jälkeen	225000 €
teho	0,5 MW
huippukäyttöaika	4800 h
Energian tuotanto	2400 MWh
tuotantokustannus (maakaasu)	50 €/MWh
tuotantokustannus pelletti	40,00 €/MWh
kustannussäästö	24000,00 €
takaisinmaksuaika (korko 0%)	9,38 Vuotta
takaisinmaksuaika (korolla)	13,0 Vuotta
korkokanta	5 %

vuosi	investoinnin rahavirta	nettonykyarvo	Kumulatiivinen nettonykyarvo
0	-225000,00	-225000,00	-225000,00
1	24000,00	22857,14	-202142,86
2	24000,00	21768,71	-180374,15
3	24000,00	20732,10	-159642,05
4	24000,00	19744,86	-139897,19
5	24000,00	18804,63	-121092,56
6	24000,00	17909,17	-103183,39
7	24000,00	17056,35	-86127,04
8	24000,00	16244,14	-69882,89
9	24000,00	15470,61	-54412,28
10	24000,00	14733,92	-39678,36
11	24000,00	14032,30	-25646,06
12	24000,00	13364,10	-12281,96
13	24000,00	12727,71	445,75
14	24000,00	12121,63	12567,38
15	24000,00	11544,41	24111,79
16	24000,00	10994,68	35106,47
17	24000,00	10471,12	45577,59
18	24000,00	9972,50	55550,09
19	24000,00	9497,61	65047,70
20	24000,00	9045,35	74093,05
21	24000,00	8614,62	82707,66
22	24000,00	8204,40	90912,06
23	24000,00	7813,71	98725,77
24	24000,00	7441,63	106167,40
25	24000,00	7087,27	113254,67

1 MW sähkökattila	
investointi	100000 €
teho	1 MW
huippukäyttöaika	2650 h
Energian tuotanto	2650 MWh
tuotantokustannus (maakaasu)	50 €/MWh
sähkön keskihinta	30 €/MWh
sähkön siirto	22 €/MWh
sähkövero	22.53 €/MWh
tuotantokustannus sähkö	74.53 €/MWh
polttoaineen kustannussäästö	-65004,5 €
taajuusohjattu käyttöreservi tuotto	25000 €
vuosittainen kustannussäästö	-40004,50 €
takaisinmaksuaika (korko 0%)	- Vuotta
takaisinmaksuaika (korolla)	- Vuotta
korko	5 %

1 MW sähkökattila: sähkön siirto konsernin sisäisenä kauppana

investointi	100000 €
teho	1 MW
huippukäyttöaika	2650 h
Energian tuotanto	2650 MWh
tuotantokustannus (maakaasu)	50 €/MWh
sähkön keskihinta	30 €/MWh
sähkön siirto konsernin sisäisenä kauppana	
sähkövero	22.53 €/MWh
tuotantokustannus sähkö	52.53 €/MWh
polttoaineen kustannussäästö	-6704,50 €
taajuusohjattu käyttöreservi tuotto	25000 €
vuosittainen kustannussäästö	18295,5 €
takaisinmaksuaika (korko 0%)	5,47 Vuotta
takaisinmaksuaika (korolla)	6,5 Vuotta
korko	5 %

vuosi	investoinnin rahavirta	nettonykyarvo	Kumulatiivinen nettonykyarvo
0	-100000,00	-100000,00	-100000,00
1	18295,50	17424,29	-82575,71
2	18295,50	16594,56	-65981,16
3	18295,50	15804,34	-50176,82
4	18295,50	15051,75	-35125,06
5	18295,50	14335,00	-20790,06
6	18295,50	13652,38	-7137,68
7	18295,50	13002,27	5864,59
8	18295,50	12383,11	18247,71
9	18295,50	11793,44	30041,15
10	18295,50	11231,85	41273,00
11	18295,50	10697,00	51970,00
12	18295,50	10187,62	62157,62
13	18295,50	9702,49	71860,11
14	18295,50	9240,47	81100,59
15	18295,50	8800,45	89901,03
16	18295,50	8381,38	98282,41
17	18295,50	7982,27	106264,68
18	18295,50	7602,16	113866,84
19	18295,50	7240,15	121106,99
20	18295,50	6895,38	128002,37
21	18295,50	6567,03	134569,40
22	18295,50	6254,31	140823,71
23	18295,50	5956,49	146780,20
24	18295,50	5672,85	152453,05
25	18295,50	5402,71	157855,76

kaksisuuntainen asiakas 50kW	
investointi	150000 €
investointituki	15 %
investointi energiatuen jälkeen	127500 €
teho	0,05 MW
COP	3
sähkön kulutus	0,017 MW
huippukäyttöaika	8000 h
Energian tuotanto	400 MWh
josta omakäyttö	150 MWh
myytävä lämpö	250 MWh
lämmön asiakashinta	60 €/MWh
lämmön marginaalikustannus	50 €/MWh
sähkön keskihinta	34 €/MWh
sähkön siirto	66 €/MWh
sähkö yhteensä	100 €/MWh
tuotto	8166,67 €
takaisinmaksuaika (korko 0%)	15,6 Vuotta
takaisinmaksuaika (korolla)	31,1 Vuotta
korko	5 %

vuosi	kassavirta	nettonykyarvo	kumulatiivinen kassavirta
0	-127500,00	-127500,00	-127500,00
1	8166,67	7777,78	-119722,22
2	8166,67	7407,41	-112314,81
3	8166,67	7054,67	-105260,14
4	8166,67	6718,74	-98541,40
5	8166,67	6398,80	-92142,61
6	8166,67	6094,09	-86048,51
7	8166,67	5803,90	-80244,62
8	8166,67	5527,52	-74717,10
9	8166,67	5264,31	-69452,79
10	8166,67	5013,62	-64439,16
11	8166,67	4774,88	-59664,28
12	8166,67	4547,51	-55116,78
13	8166,67	4330,96	-50785,82
14	8166,67	4124,72	-46661,10
15	8166,67	3928,31	-42732,79
16	8166,67	3741,24	-38991,55
17	8166,67	3563,09	-35428,46
18	8166,67	3393,42	-32035,04
19	8166,67	3231,83	-28803,21
20	8166,67	3077,93	-25725,28

kaksisuuntainen asiakas 50kW	
investointi	150000 €
investointituki	15 %
investointi energiatuen jälkeen	127500 €
teho	0,05 MW
COP	3
sähkön kulutus	0,017 MW
huippukäyttöaika	8000 h
Energian tuotanto	400 MWh
josta omakäyttö	150 MWh
myytävä lämpö	250 MWh
lämmön asiakashinta	50 €/MWh
lämmön marginaalikustannus	40 €/MWh
sähkön keskihinta	34 €/MWh
sähkön siirto	66 €/MWh
sähkö yhteensä	100 €/MWh
tuotto	4166,67 €
takaisinmaksuaika (korko 0%)	30,6 Vuotta
takaisinmaksuaika (korolla)	- Vuotta
korko	5 %

vuosi	kassavirta	nettonykyarvo	kumulatiivinen kassavirta
0	-127500,00	-127500,00	-127500,00
1	8166,67	7777,78	-119722,22
2	8166,67	7407,41	-112314,81
3	8166,67	7054,67	-105260,14
4	8166,67	6718,74	-98541,40
5	8166,67	6398,80	-92142,61
6	8166,67	6094,09	-86048,51
7	8166,67	5803,90	-80244,62
8	8166,67	5527,52	-74717,10
9	8166,67	5264,31	-69452,79
10	8166,67	5013,62	-64439,16
11	8166,67	4774,88	-59664,28
12	8166,67	4547,51	-55116,78
13	8166,67	4330,96	-50785,82
14	8166,67	4124,72	-46661,10
15	8166,67	3928,31	-42732,79
16	8166,67	3741,24	-38991,55
17	8166,67	3563,09	-35428,46
18	8166,67	3393,42	-32035,04
19	8166,67	3231,83	-28803,21
20	8166,67	3077,93	-25725,28